



Notitie

Analyse netinpassing nieuwe kerncentrales

Inhoud

1.	Samenvatting	3
2.	Aanleiding	5
3.	Methode	5
3.1	Berekeningsstappen	5
3.2	Interpretatie van overschrijdingen	6
4.	Algemene uitgangspunten	7
4.1	Steekjaar en marktsценario's	7
4.2	Marktmodel	7
4.3	Netmodel	7
4.4	Regionalisatie	7
4.5	Windenergie op zee	10
4.6	Gevoeligheden 1,6 GW kerncentrale in Zeeland	11
5.	Beperkingen van deze studie	12
6.	Resultaten	13
6.1	Marktsimulaties	13
6.2	Netwerkberekeningen	14
6.3	Maximale productie per station	24
7.	Conclusie	29

1. Samenvatting

TenneT heeft in opdracht van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) onderzocht of twee nieuwe kerncentrales van 3,2 GW totaal in het Sloegebied, Terneuzen, Eemshaven of op de Maasvlakte inpasbaar zijn in het hoogspanningsnet, welke knelpunten dit oplevert en welke oplossingsrichtingen mogelijk bijdragen aan het verlichten of oplossen van knelpunten.

De methodiek die is gebruikt, staat beschreven in hoofdstuk 5 van het Investeringsplan Net op land¹ van TenneT. In dit IP 2026 is 2040 het laatste steekjaar. Dit is ook het jaar dat is gebruikt voor dit onderzoek, omdat de oplevering van de nieuwe kerncentrales is voorzien voor die periode. In het IP2026 zijn verschillende marktscenario's onderzocht. Ten behoeve van dit onderzoek is het scenario Koersvaste Middenweg (KM) als uitgangspunt genomen. Binnen dit scenario is 3,2 GW aan nieuwe grootschalige kerncentrales aangenomen boven op de bestaande kerncentrale in Borssele (486 MW).

In dit onderzoek is het nieuw te bouwen vermogen aan kerncentrales op elke locatie afzonderlijk geplaatst. Een variant met nieuw te bouwen productievermogen verspreid over meerdere of alle vier locaties is niet onderzocht. Dit komt neer op een totaal vermogen van 3,2 GW per locatie, op basis van twee centrales van elk 1,6 GW op dezelfde locatie.

¹ Ref naar IP26

De belangrijkste conclusies, zoals ook te vinden in hoofdstuk 7, zijn

- De inpasbaarheid van kerncentrale(s) is sterk afhankelijk van de (regionale) ontwikkeling van elektrische vraag en aanbod, waarbij het grote toekomstige aanbod van wind- en zonne-energie en inzet van kerncentrales een belangrijke rol spelen.
- 3,2 GW aan nieuwe kerncentrales is inpasbaar in Eemshaven. Dit leidt niet tot knelpunten. Wel is er een sterke toename van de elektriciteitsvraag nodig (in lijn met het KM2040 scenario).
- 1,6 GW aan nieuwe kerncentrales is inpasbaar in Zeeland, zowel een aansluiting op station Terneuzen als station Nieuwdorp-Liechtensteinweg (Sloegebied). Hiervoor zijn wel operationele maatregelen nodig die TenneT kan treffen (redispatch). Dit beeld is wel onder gunstige aannames: een zeer sterke ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit volgens scenario KM2040, en geen nieuwe aansluitingen voor wind op zee in Zeeland aanvullend op de bestaande plannen uit het Ontwikkelkader windenergie op zee van het ministerie van EZK.
- 3,2 GW aan nieuwe kerncentrales is niet inpasbaar in Zeeland, onder de aannames van deze studie, waaronder een sterke toename van de elektriciteitsvraag. Door TenneT verkende maatregelen die in beeld komen in zo'n situatie ziet TenneT niet als voldoende kansrijk om 3,2 GW wel inpasbaar te maken. In Zeeland leidt de inpassing van 3,2 GW met name tot knelpunten op verbindingen in Zeeland en op verbindingen richting de Randstad.
- 3,2 GW aan nieuwe kerncentrales is inpasbaar op de Maasvlakte als er maatregelen worden genomen. Een sterke toename van de elektriciteitsvraag zoals aangenomen in de studie is noodzakelijk. De inpassing van kerncentrales gaat niet samen met een additionele wind op zee aansluiting van 2 GW op Europoort. In Maasvlakte nemen de knelpunten gerelateerd aan lokale productie toe op de verbindingen richting Wateringen en richting Simonshaven door het inpassen van meer productievermogen van kernenergie op de Maasvlakte. Kerncentrales op de Maasvlakte hebben tegelijkertijd als voordeel dat ze ervoor zorgen dat andere knelpunten richting het Havengebied van Rotterdam sterk afnemen, met name tijdens windluwe periodes. De maatregelen die nodig zijn om kerncentrales van 3,2 GW mogelijk te maken op de Maasvlakte, zijn stevig. Een lager vermogen vergroot de kans van slagen op deze locatie.

De knelpunten die in deze studie naar voren komen kunnen in sommige gevallen opgelost worden en in andere gevallen niet. De maatregelen die daarbij in beeld komen variëren van operationele maatregelen zoals redispatch tot meer ingrijpende maatregelen zoals uitbreiding van het net. Uit de studie komen geen kosten bij de verschillende maatregelen naar voren. Daarvoor is een nadere verkenning nodig. Bandbreedtes zijn wel in beeld. Voor operationele maatregelen zoals redispatch, moet gedacht worden aan tientallen of soms honderden miljoenen euro's per jaar op een bepaalde verbinding. Wanneer een nieuw station moet worden gebouwd, eventueel in combinatie met een aanpassing van het bijbehorende 150 kV net, dan kan gedacht worden aan bedragen tussen de 800 miljoen en meer dan 1 miljard euro.

Het is daarom goed om te beseffen dat de kosten flink op kunnen lopen wanneer er een locatie gekozen wordt waar maatregelen nodig zijn.

De inpassing van kerncentrales is wederzijds afhankelijk van de inpassing van (nieuwe) aanlandingen van wind op zee. TenneT heeft in een separate notitie de beelden van beide inpassingen bij elkaar gebracht om zo te laten welke zoekgebieden kansrijk zijn voor inpassing van beide ambities. Deze notitie is hier te vinden (PM link).

Als de vraag in 2040 minder is dan voorzien in het KM2040 scenario en/of in de benodigde extra vraag voor een aantal van de genoemde varianten, dan worden de conclusies uit deze studie onzekerder en dit kan leiden tot hoge curtailment van productie (van bijvoorbeeld kerncentrales). Een grote toename van de vraag is een voorwaarde om kerncentrales mogelijk te maken op bijna alle locaties. Het is niet te zeggen of een locatie definitief niet kan als de vraag achterblijft, maar inpassing wordt in ieder geval een stuk complexer en onzekerder. Het verkennen van kleinere vermogens voor kerncentrales, kan dit risico significant verkleinen.

2. Aanleiding

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat bereidt zich voor op de komst van nieuwe kerncentrales in Nederland. Ten behoeve van de locatiekeuze die daarvoor gemaakt moet worden, heeft het ministerie aan TenneT gevraagd om onderzoek te doen naar de inpasbaarheid op het hoogspanningsnet van twee nieuwe centrales in vier mogelijke gebieden: het Sloegebied, Terneuzen, de Maasvlakte en Eemshaven.

Wat hieraan vooraf ging

In het najaar van 2023 heeft TenneT, ook op verzoek van het ministerie van EZK, onderzoek gedaan naar de netinpassing van één of twee nieuwe centrales van elk 1,6 GW. Destijds is gekeken naar de gebieden Sloegebied en Maasvlakte en het steekjaar 2035. In februari 2024 is hierover een rapport gepubliceerd op de TenneT-website. Gezien de verwachting dat de centrales na 2035 gerealiseerd zullen worden en er daarnaast twee extra locaties worden meegenomen in de locatiekeuze, is TenneT gevraagd om een vervolganalyse te doen voor steekjaar 2040. De uitkomsten daarvan staan in dit rapport.

3. Methode

3.1 Berekeningsstappen

Voor het onderzoeken van mogelijke knelpunten op het hoogspanningsnet gebruikt TenneT een methode die uitvoerig beschreven staat in het TenneT Investeringsplan Net op land², hoofdstuk 5. In het kort worden de volgende stappen doorlopen.

- 1) In een scenario worden voor Nederland en omringende Europese landen aannames gemaakt. Bijvoorbeeld over de toekomstige elektriciteitsvraag, verschillende types hernieuwbare en conventionele opwek (bijv. zonneparken, windparken, kerncentrales, gascentrales) en ander flexibel regelbaar vermogen in de vorm van opslag (bijv. batterijen), conversie (bijv. power-to-gas), vraagsturing (bijv. DSR in de industrie) en interconnectie met het buitenland. Aanvullend worden in het scenario toekomstige brandstof- en CO₂ prijzen en het gedrag van niet-prijsgevoelige (weerafhankelijke) opwek en vraag gedefinieerd.
- 2) In een Europees marktmodel wordt met een systeemkostenoptimalisatie het (markt)gedrag van flexibele (prijsgevoelige) vraag en opwek gemodelleerd. Hierbij wordt uitgegaan de regels van de huidige Europese elektriciteitsmarkt. Uit de markt simulaties volgt de inzet van productiemiddelen, vraag en uitwisseling met het buitenland in MW (megawatt) voor elk uur van een jaar, voor zowel Nederland en de gemodelleerde Europese marktgebieden.
- 4) Het netmodel voor het steekjaar wordt vastgesteld: een weergave van TenneT's netwerk in het gekozen steekjaar, rekening houdend met alle geplande netwerkuitbreidingen die vóór dat jaar in bedrijf komen.
- 5) Opwek- en vraagprofielen zoals bepaald in scenario's en markt simulatie worden verdeeld over fysieke locaties in het netmodel. Dit heet regionalisatie. Hierbij wordt onder meer gebruik gemaakt van klantgegevens en aannames over de toekomstige locaties.

² TenneT Investeringsplannen

- 6) Op basis van het netmodel en geregionaliseerde vraag- en opwek worden netwerk-berekeningen gedaan voor elk uur van het gesimuleerde jaar. Hieruit volgen voor elk uur de vermogensstromen door alle relevante netschakels (circuits en transformatoren) in het netmodel. Hierbij wordt onderscheid gemaakt tussen verschillende bedrijfssituaties:
- a. N-0: de vermogensstroom door een netschakel als het gehele netwerk in bedrijf is.
 - b. N-1: de hoogste vermogensstroom door een netschakel die optreedt bij uitval van één andere netschakel. De studie naar inpassing kerncentrales is gedaan voor een N-1 situatie.
 - c. N-2: de hoogste vermogensstroom door een netschakel die optreedt bij uitval van twee andere netschakels.

In de operationele praktijk moet TenneT het netwerk altijd N-1-veilig bedrijven³: het netwerk wordt zodanig ontworpen en bedreven dat het transport van elektriciteit ook gewaarborgd is als zich één uitvalsituatie voordoet. De N-1- netwerkberekeningen worden gedaan om te kijken in hoeverre TenneT in het steekjaar aan dit criterium kan voldoen. De N-2-berekeningen worden gedaan om na te gaan in hoeverre TenneT in het steekjaar ruimte heeft om een netschakel uit bedrijf te nemen voor onderhoud en nog steeds N-1-veilig te zijn.

De Energiewet verplicht TenneT om het net minimaal N-1 veilig te houden. Het loslaten van dit principe zou grote gevolgen hebben. In dat geval is het niet ondenkbaar dat grote delen van Nederland langdurig zonder stroom kunnen komen te zitten. TenneT ziet dit daarom niet als een knop om aan te draaien om de inpassing van kerncentrales mogelijk te maken. Het 380 kV net, waar kerncentrales en windparken op aangesloten worden, is de ruggengraat van het hoogspanningsnet en bepalend voor de leveringszekerheid in Nederland en Europa. Dit is anders op bijvoorbeeld het 150 kV net, dat soms (tijdelijk) zwaarder kan worden belast om netcongestie te verlichten. In deze studie komt dit principe daarom niet voor als een mogelijke maatregel om knelpunten op te lossen.

3.2 Interpretatie van overschrijdingen

Wanneer voor één of meerdere uren van het gesimuleerde jaar, de berekende vermogensstroom door een bepaalde netschakel de capaciteit van die netschakel overschrijdt, spreken we van een overschrijding. Dit kan een N-0-, N-1- of N-2-overschrijding zijn, afhankelijk van het type berekening waarin de overschrijding is gezien.

Een overschrijding is niet altijd een knelpunt waarvoor mitigerende maatregelen (netwerkuitbreidingen of operationele maatregelen) moeten worden gezocht. Vanwege de vele aannames die er zijn gedaan (marktscenario, marktmodel, regionalisatie) zijn er bepaalde onzekerheidsmarges. De netstrategen en risicomangers van TenneT bepalen of er sprake is van een reëel knelpunt, aan de hand van criteria (o.a. gebaseerd op de hoogte van de overschrijding in procenten van de lijncapaciteit, en het aantal uren in het jaar waarin de overschrijding optreedt) en professioneel oordeelsvermogen.

Een belangrijke indicator voor de ernst van een overschrijding is de Energy Not Transported (ENT) in megawattuur (MWh). Dit is de optelsom van de overschrijding in MW op één specifieke netschakel voor alle uren van het gesimuleerde jaar. Rekenvoorbeeld voor een netschakel met een capaciteit van 100 MW:

- Uur 1: berekende N-1 vermogensstroom 110 MW à 10 MWh bijdrage aan ENT.
- Uur 2: berekende N-1 vermogensstroom 80 MW à 0 MWh bijdrage aan ENT (geen overschrijding).
- Uur 3: berekende N-1 vermogensstroom 130 MW à 30 MWh bijdrage aan ENT.

De N-1 ENT over deze 3 uur voor deze netschakel is dan $10 + 0 + 30 = 40$ MWh. De ENT kan gezien worden als de hoeveelheid energie die over een bepaalde periode niet getransporteerd kan worden, terwijl hier (uitgaand van het marktmodel, het marktscenario en de regionalisatie) wel behoefte aan bestaat.

³ Elektriciteitswet 1998, art. 16.4. Online beschikbaar: <https://wetten.overheid.nl/BWBR0009755/2024-01-01>

4. Algemene uitgangspunten

4.1 Steekjaar en marktscenario's

Vertrekpunten voor deze analyse zijn de markt-simulaties en netwerkberekeningen zoals uitgevoerd voor het TenneT Investeringsplan Net op land 2026-2040 (IP2026). Specifiek is gekeken naar steekjaar 2040 (het laatste steekjaar uit IP2026). Van de drie marktscenario's uit het IP2026 – Eigen Vermogen (EV), Koersvaste Middenweg (KM) en Gezamenlijke Balans (GB) is alleen Koersvaste Middenweg – als middenscenario – beschouwd voor deze analyse.

Deze scenario's en de aannames die daarin worden gedaan staan in detail beschreven in het scenariorapport van Netbeheer Nederland (NBNL) (Scenario's Editie 2025, 2025). Samenvattend: het KM-scenario is de verwachte koers van de energietransitie weerspiegelt op basis van actuele trends, aangevuld met beleidsambities uit onder meer het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE), beleidsnota's en provinciale energievisies. Het scenario kenmerkt zich door een sterke en snelle elektrificatie van het eindverbruik en groei van hernieuwbare opwekbronnen. Daarbij wordt het totale energieverbruik ook in balans gehouden door andere energiedragers. Het onderliggende klimaatjaar is in alle berekeningen consistent met het IP2026 gekozen⁴.

4.2 Marktmodel

Om de inzet van prijsgevoelige elektrische opwek en vraag te bepalen gebruikt TenneT een Europees marktmodel (PLEXOS). O.b.v. scenarioaannames over opgestelde vermogens, weersafhankelijke (vaste) productie uit wind en zonnepanelen, niet prijsgevoelige elektrische vraag per uur, marktinterconnectievermogens tussen landen en brandstof- en CO₂ prijzen wordt hiermee de kostenoptimale inzet (dispatch) volgens de regels van de Europese stroommarkt bepaald. In het model wordt verder rekening gehouden met diverse randvoorwaarden zoals de (on)geplande niet-beschikbaarheid van centrales, het rendement van de verschillende flexibele eenheden en in het geval van opslagen ook beperkingen t.a.v. maximale tijdsduren. Een uitgebreidere uitleg is te vinden in het IP2026 rapport van TenneT⁵.

Door relatief lage operationele kosten worden kerncentrales over het algemeen in vele uren van het jaar ingezet, op momenten dat hernieuwbare productie uit wind en zonnepanelen onvoldoende zijn om de elektrische vraag in te vullen.

4.3 Netmodel

Voor intern gebruik doet TenneT in elke IP-cyclus ook berekeningen met een uitgebreid netwerkmodel, het zogeheten uitstapmodel. Hierin zijn niet alleen netwerkuitbreidingen met een definitief investeringsbesluit opgenomen, maar ook uitbreidingen die nog in studiefase zijn.

In deze analyse is gebruikt gemaakt van een netmodel dat ook studieprojecten bevat (het uitstapmodel) – omdat voor alle locaties zoals beschreven in de Concept Notitie Reikwijdte en Detailniveau (cNRD) relevante netuitbreidingen in studiefase zijn. In Hoofdstuk 6.2 wordt per regio het gehanteerde netmodel getoond.

4.4 Regionalisatie

Voor deze studie is gebruik gemaakt van het scenario Koersvaste Middenweg (KM) met steekjaar 2040 zoals ontwikkeld en gepubliceerd door NBNL. Binnen dit scenario is 3,2 GW aan kerncentrales aangenomen bovenop de bestaande kerncentrale in Borssele (486 MW).

In het basisscenario KM2040 worden 3,2 GW aan nieuwe kerncentrales (verdeeld over twee grote eenheden) aangenomen op station Borssele. Binnen dit onderzoek wordt de aansluitlocatie van deze kerncentrale aangepast. Daarnaast is in alle doorgerekende varianten de bestaande kerncentrale in Borssele (486 MW) als in bedrijf verondersteld. De TenneT-stations waar de kerncentrale(s) binnen de berekeningen op zijn aangesloten zijn gekozen als representatieve stations voor de locaties zoals deze beschreven zijn binnen de cNRD. Het is geen gegeven dat er voldoende aansluitcapaciteit is op de genoemde representatieve aansluitstations in Tabel 4. Met name 380 kV station Nieuwdorp-Liechtensteinweg heeft beperkt vrije aansluitvelden beschikbaar. Er moet ook rekening gehouden worden dat er vrije aansluitvelden

⁴ Gebruik van een geprojecteerd klimaatjaar o.b.v. Pan European Climate Database (PECD)

⁵ Investeringsplannen

beschikbaar moeten zijn om de veronderstelde scenariovraag te kunnen aansluiten (afhankelijk van de aansluiting zal dit op 150 kV of 380 kV zijn). Met name in Zeeland is de combinatie van het aansluiten van kerncentrales en de elektriciteitsvraag zoals aangenomen in het scenario onzeker.

Per regio volgt er een tabel met de veronderstelde regionalisatie van opwek, flexibele vraag en basisvraag. Er is hierbij uitgegaan van de regionalisatie in geval van de IP-doorrekening, waarbij de kerncentrales in het netmodel aangesloten zijn op station Borssele.

De volgende locatievarianten zijn onderzocht:

Variant	Locatie zoals opgenomen in cNRD	Representatief aansluitstation Kerncentrale
1	Sloegebied	Nieuwdorp-Liechtensteinweg 380
2	Terneuzen	Terneuzen 380
3	Maasvlakte	Europoort 380
4	Eemshaven	Eemshaven (Oostpolderweg) 380

Tabel 4: Geanalyseerde locatievarianten kerncentrales

4.4.1 Zeeland

Tabel 1 geeft een overzicht van de geïnstalleerde vermogens van verschillende vraag- en opwektypes, die in de regionalisatie van het KM-scenario in het uitstapmodel (zie § 4.3) in Zeeland zijn geplaatst.

Categorie	Type	Piekvermogen in deelnet Borssele/NDLS [MW]	Piekvermogen in deelnet Terneuzen [MW]	Totaal Zeeland [MW]
opwek	Elektriciteitscentrales*	5.646	287	5.933
opwek	Zon PV	593	217	810
opwek	Windenergie op land	289	24	313
opwek	Windenergie op zee	5.502	2.000	7.502
opwek	Overig	14	13	27
	Totaal opwek	12.044	2.541	14.585
flexibele vraag	Batterijen	1.972	1.164	3.136
flexibele vraag	Elektrolyzers	1.804	613	2.417
flexibele vraag	Power-to-heat	139	1	140
	Totaal flexibele vraag	3.915	1.778	5.693
basisvraag	Industrie	143	883	1.026
basisvraag	Decentrale vraag	694	344	1.038
	Totaal basisvraag	837	1.227	2.064

Tabel 1: Overzicht van hoe vraag en opwek van elektriciteit in het 2040KM-scenario, in het uitstapmodel, in Zeeland is geregionaliseerd.

* = In het basis 2040KM scenario is de 3,2 GW kerncentrale aangesloten op Borssele, deze zit in het hier genoemde aantal

4.4.2 Europoort

Categorie	Type	Piekvermogen in deel-net Europoort [MW]	Piekvermogen in havengebied Rotterdam [MW] (inclusief Europoort)
opwek	Elektriciteitscentrales	0	2.945
opwek	Zon PV	42	351
opwek	Windenergie op land	183	567
opwek	Windenergie op zee	2.000	9.520
opwek	Overig	261	392
	Totaal opwek	2.486	13.775
flexibele vraag	Batterijen	491	2.450
flexibele vraag	Elektrolyzers	450	1.832
flexibele vraag	Power-to-heat	0	306
	Totaal flexibele vraag	941	4.588
basisvraag	industrie	1.517	2.441
basisvraag	decentrale vraag	141	1.427
	Totaal basisvraag	1.658	3.868

Tabel 2: Overzicht van hoe vraag en opwek van elektriciteit in het 2040KM-scenario, in het uitstapmodel, in Het Havengebied van Rotterdam is geregionaliseerd.

4.4.3 Eemshaven

Categorie	Type	Piekvermogen in deel-net Europoort [MW]
opwek	Elektriciteitscentrales	5.285
opwek	zonne-energie	304
opwek	windenergie op land	529
opwek	windenergie op zee	6.600
opwek	Overig	9
	Totaal opwek	12.727
flexibele vraag	batterijen	2.118
flexibele vraag	elektrolyzers	2.090
flexibele vraag	industriële warmte	1
	Totaal flexibele vraag	4.209
basisvraag	industrie	33
basisvraag	decentrale vraag	962
	Totaal basisvraag	995

Tabel 3: Overzicht van hoe vraag en opwek van elektriciteit in het 2040KM-scenario, in het uitstapmodel, in Eemshaven is geregionaliseerd.

4.5 Windenergie op zee

Voor de modellering van windenergie op zee (WoZ) is in eerste instantie uitgegaan van het Ontwikkelkader windenergie op zee (editie mei 2025⁶) waar de operationele, in aanbouw en geplande windparken staan beschreven. De windparken zoals vastgesteld in het ontwikkelkader staan in Tabel 5 weergegeven. Voor aanvullende windparken boven op de huidige routekaart, welke onderzocht worden in het programma pVAWOZ van het ministerie van KGG, zijn aannames gemaakt voor de aansluitlocatie op land. In Tabel 6 is te zien welke aanvullende windparken, boven op de windparken beschreven in Tabel 5, zijn aangenomen in het model om te komen tot de scenarioaannames.

Categorie	Type	Piekvermogen in deelnet Borssele/NDLS [MW]
Borssele Alpha + Bèta; IJmuiden Ver Alpha	3,4	Borssele
Gemini Ten Noorden van de Wadden Doordewind 1 + 2	4,6	Eemshaven
Nederwiek 1	2,0	Sloegebied
IJmuiden Ver Bèta IJmuiden Ver Gamma Nederwiek 2	6,0	Amaliahaven
Nederwiek 3	2,0	Geertruidenberg
Hollandse Kust Zuid Alpha Hollandse Kust Zuid Bèta	1,4	Maasvlakte
Luchterduinen	0,1	Sassenheim (150 kV) ⁷
NSW + Amalia + Hollandse Kust West Gamma	0,9	Velsen (150 kV)
Hollandse Kust Noord Alpha Hollandse Kust West Alpha + Bèta	2,1	Wijk aan Zee
Totaal	~23GW	

Tabel 5: Overzicht van de windparken uit het Ontwikkelkader, die in alle IP2026-scenario's zijn opgenomen corresponderend met de geplande inbedrijfname datum. Aansluitlocaties zijn 380 kV-stations tenzij anders vermeld.

Totaal vermogen [GW]	Aansluitlocatie	Proxy in netmodel
2,0	Eemshaven Oostpolder	Eemshaven Oostpolderweg 380 kV
4,0	Moerdijk	Poort van Moerdijk 380 kV
2,0	Europoort	Europoort 380 kV
4,0	Spaarndam/A9-Zuid	Spaarndam 380 kV
2,0	Middenmeer	Agriport 380 kV
2,0	Terneuzen	Terneuzen 380 kV
2,0	Einighausen/Graetheide	Einighausen 380 kV

Tabel 6: Overzicht van de additionele WoZ-opwek die is aangenomen in het IP2026-scenario KM 2040. Dit is vermogen uit voorgenomen ambities, dat optelt bij de reeds vastgestelde windparken uit het Ontwikkelkader.

⁶ Ontwikkelkader windenergie op zee - mei 2025

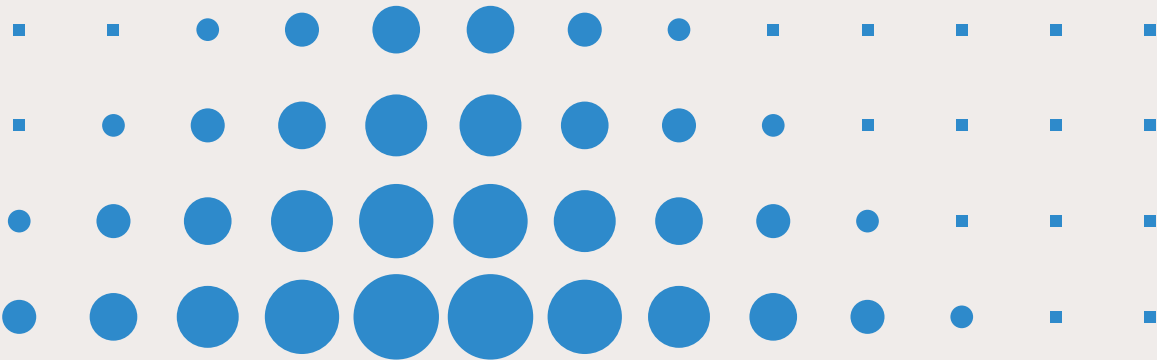
⁷ Aansluitlocatie Hollandse Kust West Gamma nader te bepalen

4.6 Gevoeligheden 1,6 GW kerncentrale in Zeeland

In de afronding van de inpassingsstudie van kerncentrales, uitgevoerd in februari 2024⁸, is met het ministerie besproken dat een nieuwe inpassingsstudie met zichtjaar 2040 (ipv 2035) wenselijk is. Het is daarom van belang om na te gaan of de bevindingen van deze eerdere studie nog van toepassing zijn onder de aanname van een ander scenario en een ander steekjaar. Om de bevindingen te toetsen zijn er ook een aantal gevoeligheden geanalyseerd voor 1,6GW aan kerncentrale(s) in Zeeland. Ook in variatie met geen additionele WoZ aansluiting boven op de huidige routekaart. Deze gevoeligheidsvarianten zijn alleen voor Zeeland uitgevoerd aangezien het verplaatsen van kerncentrales en/of windpark aansluitingen alleen voor Zeeland (wat een uitloper is in het hoogspanningsnet) een modelmatig juiste benadering is wanneer er geen nieuwe marktanalyse uitgevoerd wordt. De geanalyseerde varianten zijn weergegeven in Tabel 7.

	Locatie Kerncentrales (station)	Wind op Zee - regionalisatie
Basis	Borssele	Basis KM2040
	Nieuwdorp-Liechtensteinweg	Basis KM2040
	Terneuzen	Basis KM2040
	Europoort	Basis KM2040
	EHO	Basis KM2040
1,6 GW varianten	Nieuwdorp-Liechtensteinweg	Basis KM2040
	Terneuzen	Basis KM2040
	Nieuwdorp-Liechtensteinweg	Basis KM2040 en géén additionele WoZ aanlanding in NDLS
	Terneuzen	Basis KM2040 en géén additionele WoZ aanlanding in NDLS

Tabel 7: Doorerekende locatievarianten en 1,6GW gevoeligheidsanalyses



⁸ Netinpassing nieuwe kerncentrales Borssele en Maasvlakte onderzocht

5. Beperkingen van deze studie

Deze studie is uitgevoerd op basis van het 2040KM scenario. Het voorspellen van de toekomst brengt inherent onzekerheden met zich mee: hoe Nederland en haar elektriciteitslandschap er in 2040 uit gaan zien kan niemand met zekerheid zeggen. Daarbij reikt de levensduur van een kerncentrale veel verder dan 2040, wat maakt dat deze studie met focus op 2040 geen inzicht biedt in de inpassing en marktgedrag van deze kerncentrales in de toekomstige elektriciteitsmarkt.

Binnen dit scenario is een duidelijke verhaallijn ontwikkeld waarmee, met de beste kennis en inzichten van nu, een invulling van hoe Nederland in 2040 er uit kan zien is gemaakt. Dit blijft echter vooralsnog een invulling van een systeem met veel aspecten, waarvan ieder aspect effect heeft op de anderen.

De resultaten uit deze studie zijn een momentopname van een scenario in 2040. Wanneer de werkelijke ontwikkelingen qua vraag- en aanbodontwikkeling, vraagregionalisatie, en/of elektriciteitsmarktprijzen afwijken van de huidige scenario-aannames moeten de bevindingen uit deze studie in een ander daglicht geplaatst worden. De veronderstelde elektriciteitsvraag in het KM2040 scenario is op zichzelf al een grote opgave voor de maatschappij om gerealiseerd te krijgen. Daarbij zijn er steeds meer signalen dat een grote groei in 'locatieflexibele' vraagontwikkeling geen gege-

ven is en dat technieken waar tot recent veel van werd verwacht qua elektriciteitsverbruik een trager en lager uitrolpad kent (elektrolyzers). Of dat het toch minder flexibel blijkt te kunnen opereren dan aansluit bij weersafhankelijke productie (datacenters, elektrolyzers). Dat maakt het inpassen van steeds meer productie op (ongeveer) dezelfde plekken in Nederland steeds ingewikkelder.

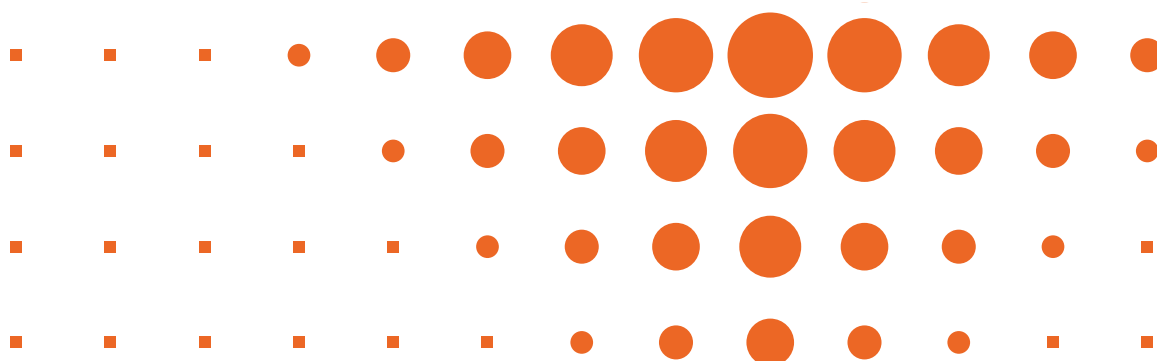
Kerncentrale

Een kerncentrale vormt onderdeel van dit brede elektriciteitslandschap waarin zowel het vermogen als de inzet gedurende het jaar bepaald wordt door vele factoren die los staan van de kerncentrale zelf.

Naast de productie van de kerncentrale, zijn er vele andere aspecten die grote impact hebben op de inpasbaarheid, op allen is de inherente onzekerheid van de toekomst voorspellen van toepassing.

Denk hierbij aan zaken zoals:

- Locatie van aansluiting & ontwikkeling van andere elektriciteits-opwekkers (zoals windparken)
- Locatie van aansluiting & ontwikkeling van (flexibele) grootafnemers van elektriciteit
- Verhouding vraag/aanbod van elektriciteit in de elektriciteitsmarkt wat effect heeft op de marktprijs van elektriciteit en daarmee de mogelijke inzet van een kerncentrale



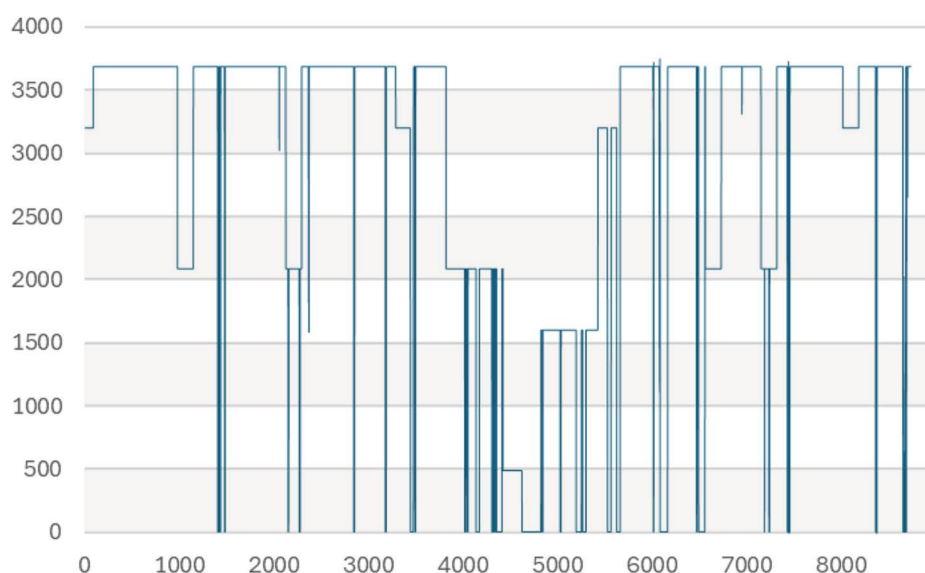
6. Resultaten

6.1 Marktsimulaties

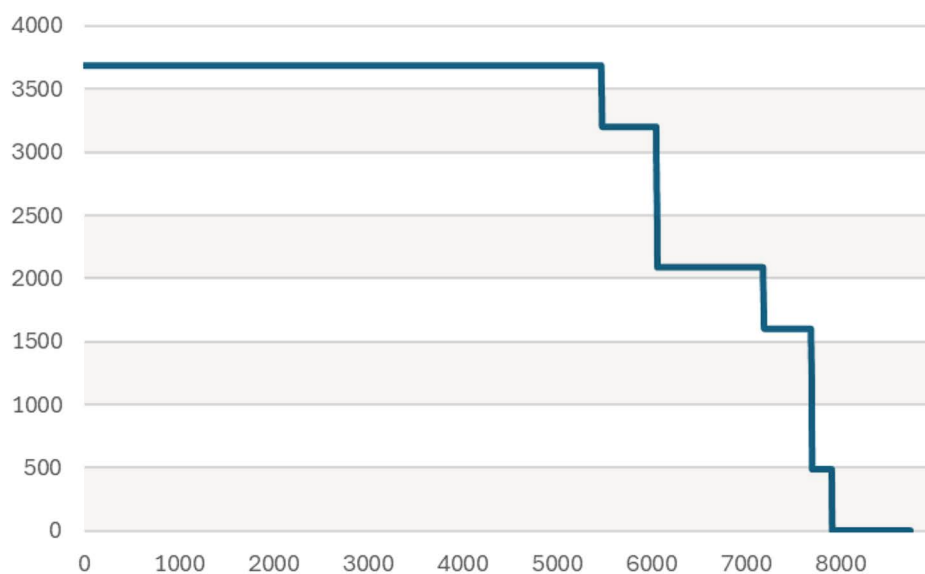
De marktsimulaties vormen de basis voor de netwerkberekeningen, zoals beschreven in § 4.1. In deze paragraaf worden de belangrijkste inzichten uit deze marktsimulaties besproken.

Figuur 1 en Figuur 2 tonen de inzet van de kerncentrales gedurende het jaar: Figuur 1 geeft de inzet weer door het jaar heen, terwijl Figuur 2 de

bijbehorende jaarduurkromme toont, waarin de inzet is gesorteerd van hoog naar laag. De kerncentrales zijn in het overgrote deel van de uren in bedrijf en worden — afgezien van onderhoud en ongeplande uitval — alleen terug geregeld tijdens (langdurige) periodes met lage elektriciteitsprijzen. De hoge inzet van de kerncentrales is het gevolg van hun relatief lage marginale kosten.



Figuur 1: Inzet van kerncentrales in het KM40 scenario [MW].



Figuur 2: Inzet van kerncentrales in het KM40 scenario – duration curve- [MW]

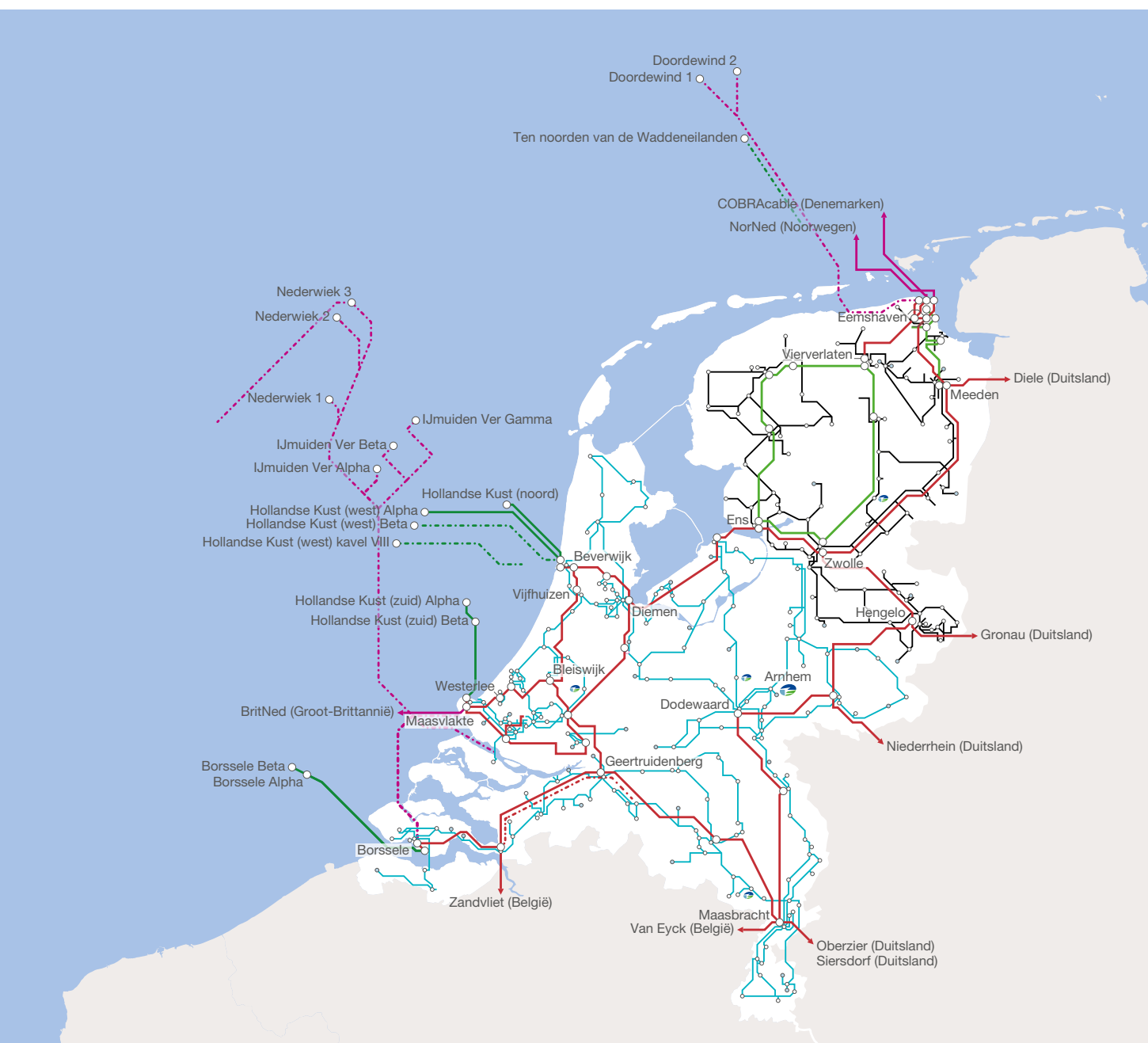
De vollastfactor van de kerncentrales is ruim 78% in het KM2040 scenario. De vollastfactor is gedefinieerd als de totale hoeveelheid energie die door de kerncentrales aan het systeem wordt geleverd, uitgedrukt als percentage van de energieproductie bij continu bedrijf op vol vermogen. Zoals beschreven in § 4.2 is hierbij rekening gehouden met een bepaalde mate van niet-beschikbaarheid. Voor kerncentrales is deze gebaseerd op informatie van de exploitant van de bestaande kerncentrale in Borssele.

Uit eerdere analyses blijkt dat de totale capaciteit aan kerncentrales slechts een beperkte

invloed heeft op de vollastfactor. Dit komt doordat kerncentrales een vaste positie innemen in de merit order: een groter kerncentralepark kan extra vraag bedienen die anders zou worden ingevuld door regelbare opwek met hogere marginale kosten, zoals gascentrales.

6.2 Netwerkberekeningen

Bij het analyseren van de netwerkberekeningen zijn voor elk van de locaties (Eemshaven, Terneuzen, Sloegebied en Maasvlakte) relevante verbindingen geselecteerd. Gekozen is om de verbindingen tussen de betreffende locatie en de 380 kV-hoofdring te beschouwen. De 380



Figuur 3: Gestileerde weergave van het Nederlandse hoogspanningsnet, met 380 kV-verbindingen in rood aangegeven. De 380 kV-hoofdring is duidelijk te herkennen in het midden, oosten en zuiden van het land.

kV-hoofdring is de ruggengraat van het Nederlandse elektriciteitsnet en loopt (met de klok mee) langs de TenneT-stations Krimpen aan den IJssel, Diemen, Lelystad, Ens, Zwolle, Hengelo, Doetinchem, Dodewaard, Boxmeer, Maasbracht, Eindhoven en Geertruidenberg.

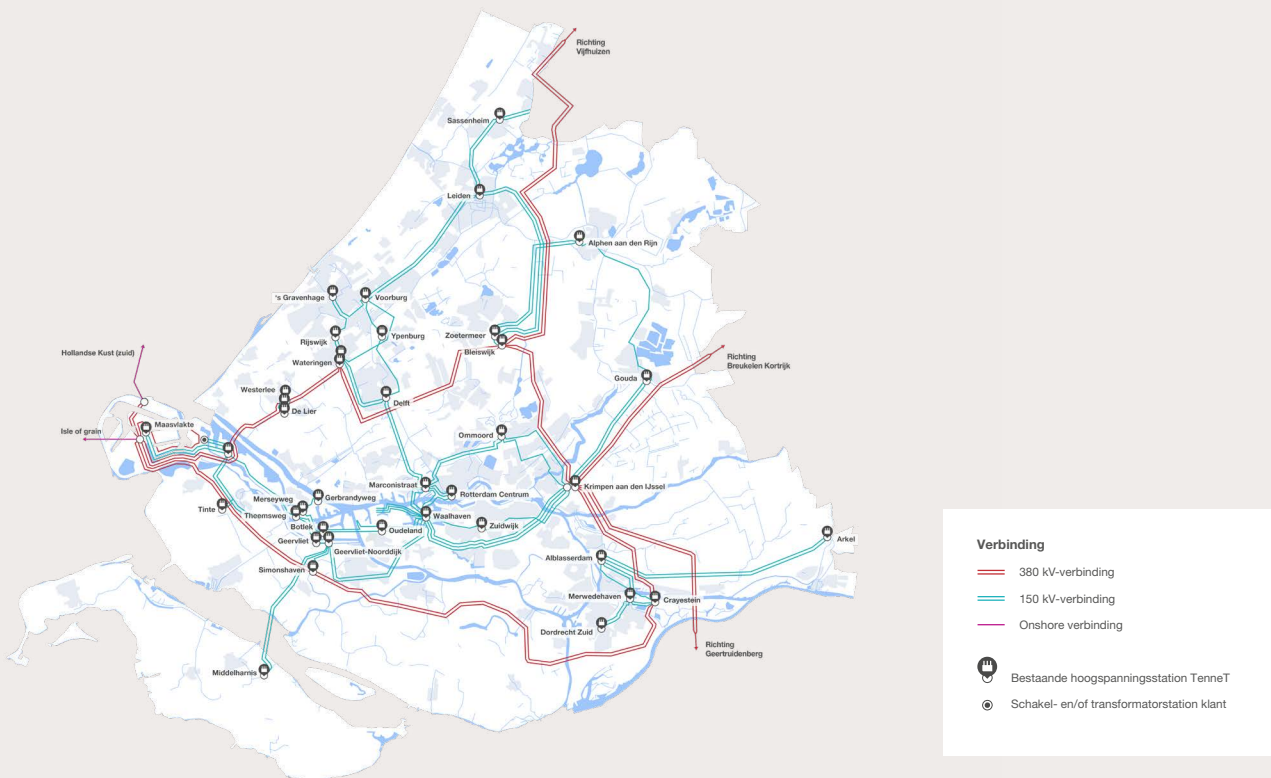
Van de relevante verbindingen is steeds de Energy Not Transported (ENT, zie § 3.2) in verschillende situaties vergeleken. Deze is gedefinieerd o.b.v. N-1-overschrijdingen op één circuit van de verbinding (de meeste verbindingen hebben twee circuits; in de meeste uren is de ergste uitvalsituatie, die de N-1-situatie definieert, het andere, parallelle circuit van dezelfde verbinding).

6.2.1 Maasvlakte

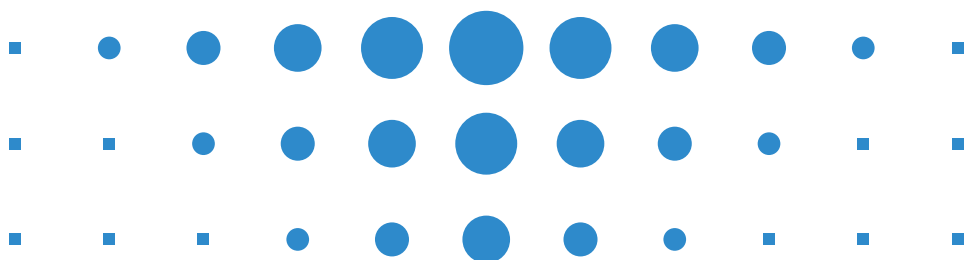
Netmodel

De 380 kV-netstructuur rondom de Maasvlakte is weergegeven in Figuur 5. Het dichtstbijzijnde station van de 380 kV-hoofdring is Krimpen aan den IJssel. Duidelijk is te zien dat tussen de Maasvlakte en Krimpen aan den IJssel ook een ringstructuur bestaat.

Wegens ruimtegebrek worden in veel grafieken de TenneT-afkorting van hoogspanningsstations gebruikt; deze worden verklaard in Tabel 8.



Figuur 4: Netkaart waarop (onder andere) het 380 kV-netwerk Randstad Zuid Ring weergegeven is. Rode lijnen zijn 380 kV-circuits.



Volledige naam	Afkorting	Status
Maasvlakte	MVL	bestaand
Westerlee	WL	bestaand
Wateringen	WTR	bestaand
Bleiswijk	BWK	bestaand
Krimpen aan den IJssel	KIJ	bestaand
Crayestein	CST	bestaand
Simonshaven	SMH	bestaand
Amaliahaven	AMH	gepland (definitief)

Tabel 8: Afkortingen van de 380 kV-stationsnamen in de Randstad Zuid Ring.

Knelpunten

Binnen het KM2040 scenario heeft het havengebied van Rotterdam en het Noordzeekanaal-gebied beiden netto meer (lokale) elektriciteitsvraag dan elektriciteitsproductie. Dat wil zeggen dat vermogensstromen op het 380kV-net gemiddeld genomen een weg zoeken vanaf punt van opwek/ invoeding richting deze twee gebieden.

Er zijn echter ook momenten dat het aanbod in deze twee gebieden de vraag overstijgt, dit zijn veelal momenten waarop er veel Wind op Zee-invoeding plaatsvindt. Op deze momenten zoekt de elektriciteit juist een weg uit het havengebied richting vraag elders in het land en/of het buitenland.

De knelpunten die in het havengebied worden gezien, worden veroorzaakt door zowel transport naar het havengebied toe, als ook transport het havengebied uit. Er zijn voor beide richtingen momenten waarin het transport de transportcapaciteit van het 380kV-net overstijgt, wat resulteert in overbelastingen op deze lijnen.

Inpasbaarheid kerncentrales

Gezien de kerncentrales binnen het KM2040 scenario produceren op zowel momenten van lage- als op hoge- wind op zee-productie, draagt een kerncentrale in het gebied bij aan de knelpunten die al in het KM2040 scenario (zonder 3,2 GW kerncentrales op de Maasvlakte) aanwezig zijn. De toename van knelpunten is dermate hoog dat een kerncentrale aldaar een grote impact heeft op het hoogspanningsnet wat maakt dat 3,2 GW kerncentrales niet inpasbaar is in de Maasvlakte

(uitgaande van de scenario aannames zoals elektriciteitsvraag en -productie) zonder aanvullende maatregelen. In de regionalisatie is een aanlanding van 2 GW wind op zee uit VAWOZ aangenomen op Europoort. Wanneer deze aanlanding elders in Nederland wordt aangesloten zal dat een verlichtend effect hebben op de knelpunten in de regio ten tijde van hoge wind op zee productie. Deze situatie is niet doorgerekend in deze studie, maar de verwachting is niet dat de conclusies van de inpassing van 3,2 GW kerncentrales anders wordt in een dergelijke situatie.

Er zit echter ook een positieve kant aan de inpassing van een kerncentrale op Maasvlakte. In het basis KM2040 scenario wordt de vraag in het havengebied voorzien door middel van productie in Zeeland en/of import uit o.a. Be Igië, wat buiten het havengebied van Rotterdam leidt tot knelpunten in de richting van het havengebied. Het inpassen van een kerncentrale in het havengebied verlicht deze knelpunten direct: de productie voorziet (deels) de elektriciteitsbehoefte in de haven, waardoor transporten richting het gebied in intensiteit zouden afnemen.

Aanvullende maatregelen om kerncentrales in te passen op de Maasvlakte zouden primair productief zijn wanneer de overproductie gereduceerd wordt door ofwel iets te doen aan de overproductie of aan de opschaling van de lokale vraag.

Vraagontwikkeling draagt bij aan het lokaal afnemen van de hoge wind op zee productie, echter zal meer lokale vraag ook knelpunten vergroten

op momenten dat er geen wind is. Het is daarom van belang dat lokale productie en vraag meer met elkaar in de pas gaan lopen.

Hieronder staat een overzicht van maatregelen die overwogen kunnen worden bij inpassing op de Maasvlakte. Dit zijn maatregelen die naar voren komen bij een redenering vanuit het hoogspanningsnet. Dat is scope waarbinnen TenneT naar de inpassing kijkt. Dit neemt niet weg dat er ook andere (beleids)maatregelen denkbaar zijn. Het is op basis van de data uit deze studie niet met zekerheid te zeggen welke combinatie van maatregelen precies afdoende is om de knelpunten op te lossen. Daar zou een nadere verkenning voor nodig zijn.

Maatregelen voor inpassing kerncentrales

Vraagontwikkeling en vraagsturing⁹

Er is ongeveer 4,5 GW extra flexibele vraag nodig in deze regio in het geval van 3,2 GW aan kerncentrales in combinatie met 2 GW wind op zee aanlanding. Zonder die aanlanding gaat het om ongeveer 3 GW. Dit laatste is niet doorgerekend in de studies en daarom een schatting. De vraag moet een specifiek profiel volgen en moet daarom stuurbaar zijn. De aangegeven range is boven op het KM2040 scenario; dus in totaal 8 GW flexibele vraag. Deze maatregel is weinig kansrijk gelet op de grote hoeveelheid benodigde vraag, de vraagsturing (profiel volgend) en beperkte aansluitcapaciteit op de stations in het havengebied.

Er zit een raakvlak tussen deze maatregel, en de maatregel van een nieuw 380 kV station. Gelet op de grote hoeveelheid benodigde vraag is station Europoort niet toereikend voor het kunnen aansluiten hiervan.

Aanpassing inrichting 150 kV-net in combinatie met een nieuw 380 kV station

De industriële belasting in het Botlek gebied koppelen aan de kerncentrales in Europoort. Hiervoor is een 380 kV-uitloper naar het Botlekgebied vanaf Europoort 380 kV nodig. Dit kan met twee verbindingen (2x2 bovengrondse 380 kV-circuits) en een nieuw gecombineerd 380 kV- en 150 kV-station. Technische- en ruimtelijke haalbaarheid is nog niet nader onderzocht.

Netuitbreiding 380 kV (AC)

Het is niet mogelijk de bestaande 380 kV-AC-infrastructuur te verzwaken of te verdubbelen. Er is geen enkele ruimte meer om circuits aan te sluiten op de bestaande 380 kV-stations (Simonshaven, Amaliahaven en Maasvlakte). Dit geldt voor zowel de fysieke ruimte voor nieuwe lijnvelden (transportcapaciteit) als de kortsluitvastheid van de stations.

Interconnector

Interconnectoren zijn in de basis niet bedoeld voor het oplossen van nationale knelpunten. Europese regelgeving bepaalt dat grensoverschrijdende hoogspanningsverbindingen – interconnectoren – niet beperkt mogen worden door nationale of regionale knelpunten. Europese regelgeving schrijft zelfs voor dat minimaal 70% van de capaciteit van een internationale verbinding beschikbaar moet zijn voor de Europese elektriciteitsmarkt om de sociaaleconomische welvaart te bevorderen. De realisatie van deze grensoverschrijdende hoogspanningsverbinding kan leiden tot nieuwe knelpunten in delen van het Nederlandse net.

HVDC overlay grid

Een HVDC verbinding tussen Havengebied Rotterdam en een ander vraagcluster(s) in Nederland is wellicht technisch een optie, al vraagt dit ook aansluitcapaciteit op (volle) 380 kV-stations. Voor een dergelijke maatregel is er een HVDC verbinding nodig tussen Rotterdam en bijvoorbeeld Limburg, met daarbij 2 GW converters aan beide uiteinden van de verbinding.

Een HVDC verbinding naar andere regio's kan effect hebben op andere knelpunten. Een voorbeeld daarvan is Limburg, waar knelpunten richting Limburg verlicht zouden kunnen worden. In feite creëer je op deze manier een 'diepe aanlanding' voor een deel van de lokale overproductie (van kernenergie en/of windenergie). Ten tijde van hoge wind op zee productie zal dan een deel van de geproduceerde elektriciteit via de HVDC verbinding naar de vraag gebracht worden in Limburg. Dit is een optie die nader verkend zou moeten worden, om alle overwegingen in kaart te brengen.

⁹ De indicatie van benodigde vraag betreft een beknopte lokale analyse en geeft geen weergave van nevenproblematiek die ontstaat door deze opschaling van lokale vraag.

Aparte biedzone Havengebied Rotterdam

Het zou overwogen kunnen worden om in het havengebied een aparte biedzone in te stellen om de maximale export vanuit het gebied te beperken en marktpartijen zelf hun dispatch aan te laten passen. Echter, in tegenstelling tot Zeeland is het instellen van een biedzone hier wel ingewikkelder omdat er hier geen sprake is van een (semi-) uitloper van het hoogspanningsnet zoals in Zeeland. Daarmee is het minder duidelijk hoe de biedzone goed af te bakenen.

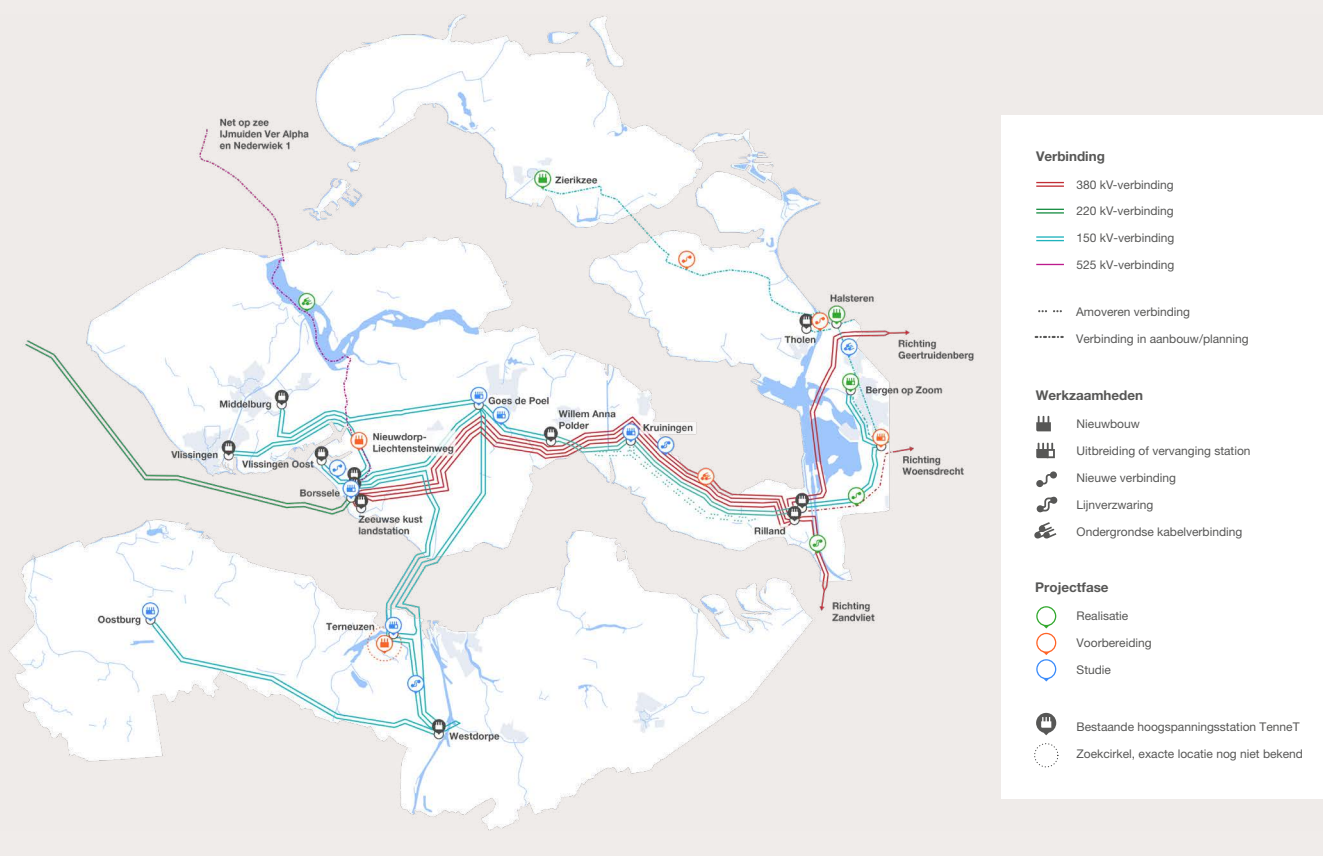
Aanlanding wind op zee van Europoort verplaatsen naar een locatie voorbij het knelpunt Tilburg-Eindhoven

Kerncentrales in combinatie met een extra wind op zee aanlanding is lokaal niet inpasbaar. In dit geval zou een diepe aanlanding van wind op zee een alternatief kunnen zijn voor een aanlanding op Europoort 380 kV indien kerncentrales in de regio Maasvlakte worden overwogen. Het is echter niet zo dat met deze maatregel de inpassing van 3,2 GW kerncentrales direct mogelijk maakt op de Maasvlakte.

6.2.2 Sloegebied

Netmodel

In het uitstapmodel kent Zeeland vier 380kV stations: Borssele (BSL), Nieuwdorp-Liechtensteinweg (NDLS), Terneuzen (TNZ) en Rilland (RLL).



Figuur 5: Netkaart van het 380 kV-netwerk in Zeeland. Rode lijnen zijn 380 kV-circuits.

Wegens ruimtegebrek worden in veel grafieken de TenneT-afkortingen van hoogspanningsstations gebruikt; deze worden verklaard in Tabel 9.

Volledige naam	Afkorting	Status
Borsssele	BSL	Bestaand
Haven Vlissingen / Nieuwdorp-Liechtensteinweg	HVL / NDLS	Gepland (studiefase)
Terneuzen	TNZ	Gepland (studiefase)
Rilland	RLL	Bestaand
Halsteren	HST	Gepland (studiefase)
Port of Moerdijk	POM	Gepland (studiefase)
Geertruidenberg	GT	Bestaand
Tilburg	TLB	Gepland (definitief)

Tabel 9: Afkortingen van de 380 kV-stationsnamen in Zeeland en omgeving

Deze stations zijn in een cirkel met elkaar verbonden waarbij Rilland de verbinding is tot de rest van Nederland. Rilland is ook verbonden met België middels een interconnector.

Knelpunten

Het Sloegebied is in het KM2040-scenario een netto-leverend deel van het 380 kV net. Er is veel opwek aangesloten op de stations Borsssele (BSL) en Nieuwdorp-Liechtensteinweg (NDLS). Hoewel er ook een significante hoeveelheid aan (flexibele) vraag in het gebied is aangenomen (ca. 4 GW), overstijgt de productie deze nog steeds ruimschoots. Hierdoor zien we knelpunten in Zeeland en naar Noord-Brabant.

Vanaf RLL zoekt de elektriciteit een weg naar de locatie waar de vraag zit (overwegend Havengebied Rotterdam), de transportbewegingen richting de vraag zorgen voor knelpunten buiten het Zeeuwse net. Ten tijde van vraag in de haven van Rotterdam leidt dit tot overschrijdingen op de verbindingen tussen RLL-HST-POM-GT, ten tijde van landelijke overproductie wordt de elektriciteit uit Zeeland geëxporteerd richting België.

Inpasbaarheid kerncentrales

Doordat de invoeding niet direct in Zeeland nodig is, zoekt de productie een weg naar de rest van het land, over de verbindingen richting Rilland naar Geertruidenberg.

Gezien de korte afstand tussen de stations NDLS en BSL, en het feit dat in de IP-basisvariant al een 3,2 GW centrale op BSL is aangesloten, zijn de knelpunten die naar voren komen bij het aansluiten van de kerncentrale op NDLS grotendeels vergelijkbaar.

Om tot een conclusie over inpassing te komen, zijn verschillende maatregelen overwogen om de knelpunten op te lossen. Deze maatregelen worden hieronder genoemd. Dit zijn maatregelen die naar voren komen bij een redenering vanuit het hoogspanningsnet. Dat is scope waarbinnen TenneT naar de inpassing kijkt. Dit neemt niet weg dat er ook andere (beleids)maatregelen denkbaar zijn.

Maatregelen voor inpassing kerncentrales

Vraagontwikkeling en vraagsturing (op stations Nieuwdorp-Liechtensteinweg en Borsssele)¹⁰

Voor de inpassing van 3,2 GW kernenergie in het Sloegebied is ongeveer 2 GW additionele flexibele vraag in Nieuwdorp-Liechtensteinweg/ Borsssele nodig. Totaal komt de benodigde vraag in Zeeland in dat geval op 2 GW basisvraag en 8 GW flexibele vraag, waarbij de additionele vraag ook nog eens haar verbruik afstemt op het wind op zee opwekprofiel. Naast de vraag of het mogelijk

¹⁰ De indicatie van benodigde vraag betreft een beknopte lokale analyse en geeft geen weergave van nevenproblematiek die ontstaat door deze opschaling van lokale vraag.

is om zo'n groot volume aan specifiek stuurbare flexibele vraag in Zeeland te realiseren, is deze maatregel slecht realiseerbaar omdat er in beide gevallen geen vrije 380 kV-velden beschikbaar zijn om zo'n hoeveelheid vraag op aan te sluiten. De 380 kV-stations Borssele en Nieuwdorp-Liechtensteinweg zijn niet meer uit te breiden. TenneT heeft bovendien geen bevoegdheden om voorkeur/sturing te geven aan specifieke type(n) aansluitverzoeken (first come first served).

Netuitbreiding 380 kV (AC)

Nieuwe 380 kV-verbindingen in Zeeland en Noord-Brabant zijn niet realiseerbaar wegens te hoge kortsluitstromen, aantal beschikbare aansluitvelden en maximaal aan te sluiten lijnvelden. Aansluiten van nieuwe verbindingen op de 380 kV-stations Rilland, Halsteren, Port of Moerdijk en Geertruidenberg is niet mogelijk door te hoge kortsluitstromen.

Interconnector

TenneT heeft in 2025 samen met Elia (de beheerder van het hoogspanningsnet in België) een verkenning gedaan naar de kosten en baten van het uitbreiden van de interconnectiecapaciteit tussen Nederland en België. Een dergelijke interconnector zou in theorie de waargenomen knelpunten kunnen verlichten, indien Nederland vooral zou exporteren naar België op momenten van hoge productie uit WoZ en kerncentrales. Echter, uit zowel de kosten-baten analyses met Elia als de marktanalyses van deze notitie blijkt dat ook op momenten van hoge WoZ invoeding en productie van kerncentrales, het nog vaak voor zal komen dat Nederland importeert vanuit België en dat zou de knelpunten juist verergeren in plaats van verlichten. Zodoende lijkt het bouwen van een extra interconnector met België via Terneuzen geen effectieve structurele oplossing om knelpunten op te lossen en (andere) investeringen in Nederlandse netinfrastructuur te voorkomen.

Verder geldt dat interconnectoren in basis niet bedoeld zijn voor het oplossen van nationale knelpunten. Europese regelgeving bepaalt dat grensoverschrijdende hoogspanningsverbindingen – interconnectoren – niet beperkt mogen worden door nationale of regionale knelpunten. Europese regelgeving schrijft zelfs voor dat minimaal 70% van de capaciteit van een internationale verbinding beschikbaar moet zijn voor de Europese elektriciteitsmarkt om de sociaaleconomische

welvaart te bevorderen. De realisatie van deze grensoverschrijdende hoogspanningsverbinding zou kunnen leiden tot nieuwe knelpunten in delen van het Nederlandse en Belgische net.¹¹

HVDC overlay grid

Een HVDC verbinding tussen Zeeland en vraagcluster(s) in Nederland is wellicht technisch een optie, al vraagt dit ook aansluitcapaciteit op (volle) 380 kV-stations. Voor een dergelijke maatregel kan gedacht worden aan een HVDC verbinding tussen Zeeland en bijvoorbeeld het Havengebied van Rotterdam, met daarbij 2 GW converters aan beide uiteinden van de verbinding.

Het effect op knelpunten is sterk afhankelijk van de hoeveelheid reeds aangesloten invoeding in het vraagcluster. Zo heeft bijvoorbeeld het Havengebied van Rotterdam op momenten met veel wind ook afvoerknelpunten naar de landelijke 380 kV-ring. Een HVDC verbinding richting dit gebied zal naar verwachting beperkt effect hebben.

Een HVDC-verbinding naar andere regio's kan effect hebben op andere knelpunten. Een voorbeeld daarvan is Limburg, waar knelpunten richting Limburg verlicht zouden kunnen worden. In feite creëer je op deze manier een 'diepe aanlanding' voor een deel van de lokale overproductie (van kernenergie en/of windenergie). Ten tijde van hoge wind op zee productie zal dan een deel van de geproduceerde elektriciteit via de HVDC-verbinding naar de vraag gebracht worden in Limburg. Dit is een optie die nader verkend zou moeten worden, om alle overwegingen in kaart te brengen.

Aparte biedzone zuidelijk deel Zeeland

Een alternatieve, meer 'out-of-the-box', oplossing om knelpunten in het Brabantse net door productie in Zeeland te voorkomen, is door het instellen van een aparte biedzone voor het zuidelijke deel van Zeeland (Zeeuws-Vlaanderen, Walcheren, Noord- en Zuid-Beveland). Omdat er structurele congestie lijkt te ontstaan van Zeeland naar de rest van Nederland, mag volgens de Europese regels hier een biedzone ingesteld worden. Het effect zou zijn dat de maximale 'export' vanuit dit netgebied naar de rest van Nederland en België wordt gemaximeerd tot de beschikbare (commerciële) netcapaciteit van de hoogspanningsverbindingen naar/vanaf Rilland. Als de lokale productie in Zeeland van wind op zee en kernenergie de

¹¹ <https://www.tennet.eu/nl/projectnieuws/stroom-uit-belgie-een-optie-voor-zeeuws-vlaanderen>

maximale beschikbare netcapaciteit voor export overschrijdt, zal de prijs in de biedzone zodanig dalen dat marktpartijen self-curtailment zullen toepassen (het bewust tijdelijk verlagen of uitschakelen van de stroomproductie) en de inzet van hun eenheden zullen aanpassen. Daarmee worden knelpunten in zowel het Zeeuwse als het Brabantse net direct voorkomen, zonder dat investeringen in infrastructuur nodig zijn. Het instellen van een biedzone heeft wel diverse andere consequenties voor de elektriciteitsmarkt. Meer daarover is te vinden in het eindverslag van de bidding zone review.¹²

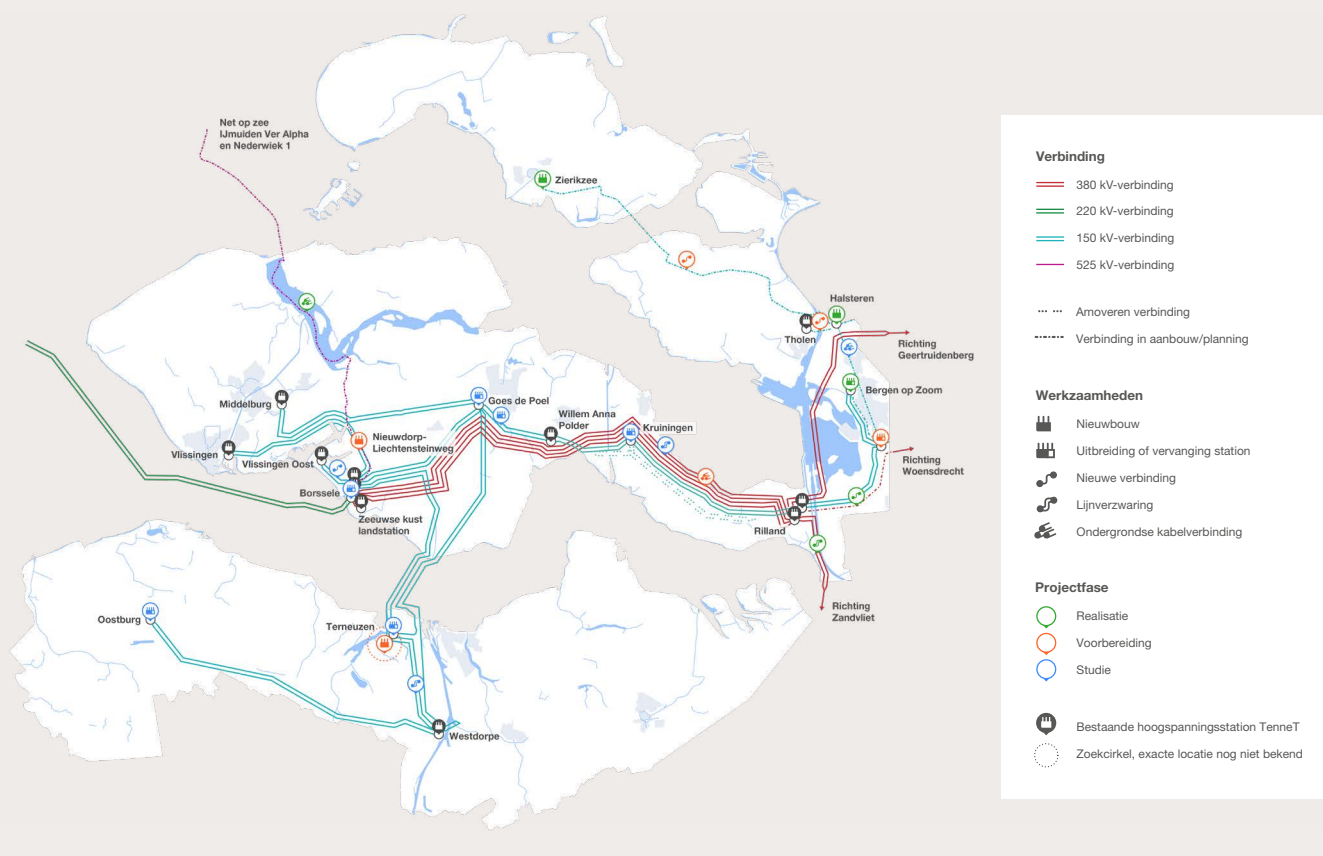
Aanlanding wind op zee van Zeeland verplaatsen naar een locatie voorbij het knelpunt Tilburg-Eindhoven

Kerncentrales in combinatie met een additionele wind op zee aanlanding is lokaal niet inpasbaar (in zowel Zeeland als Moerdijk). Ook hebben kerncentrales (of additionele wind op zee) impact op de wind op zee inpassing in Port of Moerdijk. In dit geval zou een diepe aanlanding van wind op zee een alternatief kunnen zijn op een aanlanding in Zeeland of op Port of Moerdijk 380 kV als kerncentrales in de regio Zeeland worden overwogen.

6.2.3 Terneuzen

Netmodel

In het uitstapmodel kent Zeeland vier 380kV stations: Borssele (BSL), Nieuwdorp-Liechtensteinweg (NDLS), Terneuzen (TNZ) en Rilland (RLL).



Figuur 6: Netkaart van het 380 kV-netwerk in Zeeland. Rode lijnen zijn 380 kV-circuits. Terneuzen 380 zal verbonden worden aan Borssele en Rilland.

¹² [https://www.entsoe.eu/network_codes/bzr/#Downloads_of_the_Bidding_Zone_Review_\(BZR\)_Report_for_the_target_year_2025](https://www.entsoe.eu/network_codes/bzr/#Downloads_of_the_Bidding_Zone_Review_(BZR)_Report_for_the_target_year_2025)

Wegens ruimtegebrek worden in veel grafieken de TenneT-afkortingen van hoogspanningsstations gebruikt; deze worden verklaard in Tabel 10.

Volledige naam	Afkorting	Status
Borssele	BSL	Bestaand
Haven Vlissingen	HVL	Gepland (studiefase)
Terneuzen	TNZ	Gepland (studiefase)
Rilland	RLL	Bestaand
Halsteren	HST	Gepland (studiefase)
Port of Moerdijk	POM	Gepland (studiefase)
Geertruidenberg	GT	Bestaand
Tilburg	TLB	Gepland (definitief)

Tabel 10 Afkortingen van de 380 kV-stationsnamen in Zeeland en omgeving

Deze stations zijn in een cirkel met elkaar verbonden waarbij Rilland de verbinding is tot de rest van Nederland. Rilland is ook verbonden met België middels een interconnector.

Knelpunten

In tegenstelling tot het Sloegebied is er in Terneuzen minder productie verondersteld in de aannames. Daarnaast is een significante elektriciteitsvraag in de vorm van de op dit moment aanwezige industrie en toekomstige flexibele vraag verondersteld.

Dit leidt er in de analyses toe dat de circuits die TNZ met RLL verbinden lager belast worden dan de verbindingen vanuit het Sloegebied richting RLL. Dit circuit heeft daardoor dan ook geen overschrijdingen en is geen knelpunt. Ook hier geldt echter wel dat de aangesloten productie de aanwezige vraag overstijgt: Ook vanuit Terneuzen gaat de elektriciteit richting Rilland en Geertruidenberg.

Inpasbaarheid kerncentrales

Vanwege de lagere totale hoeveelheid productie in Terneuzen, is een kerncentrale hier beter inpasbaar dan in het Sloegebied. Het aansluiten van een kerncentrale op TNZ leidt er niet toe dat de verbindingen richting RLL een knelpunt worden.

De knelpunten die voortkomen vanwege het transporteren van de productie in Zeeland richting

daar waar de vraag is (overwegend het Havengebied van Rotterdam), zijn echter alsnog aanwezig.

Hoewel de kerncentrale voor de directe verbindingen dus niet tot knelpunten leidt, houden de knelpunten elders in het 380kV-net wel stand. Dit alles maakt dat het inpassen van een kerncentrale op Terneuzen nog steeds een grote impact op het net heeft.

Om tot een conclusie over inpassing te komen, zijn verschillende maatregelen overwogen om de knelpunten op te lossen. De overwogen maatregelen zijn voor Terneuzen hetzelfde als hierboven bij Sloegebied zijn opgesomd. Dit zijn maatregelen die naar voren komen bij een redenering vanuit het hoogspanningsnet. Dat is scope waarbinnen TenneT naar de inpassing kijkt. Dit neemt niet weg dat er ook andere (beleids)maatregelen denkbaar zijn. Aanvullend voor Terneuzen komt onderstaande maatregel ten aanzien van vraagontwikkeling naar voren.

Maatregelen voor inpassing kerncentrales

Vraagontwikkeling en vraagsturing (op stations Nieuwdorp-Liechtensteinweg en Borssele)¹³

Voor de inpassing van 3,2 GW kernenergie in Terneuzen is circa 1,5 GW additionele flexibele vraag in Nieuwdorp-Liechtensteinweg/ Borssele nodig.

¹³ De indicatie van benodigde vraag betreft een beknopte lokale analyse en geeft geen weergave van nevenproblematiek die ontstaat door deze opschaling van lokale vraag.

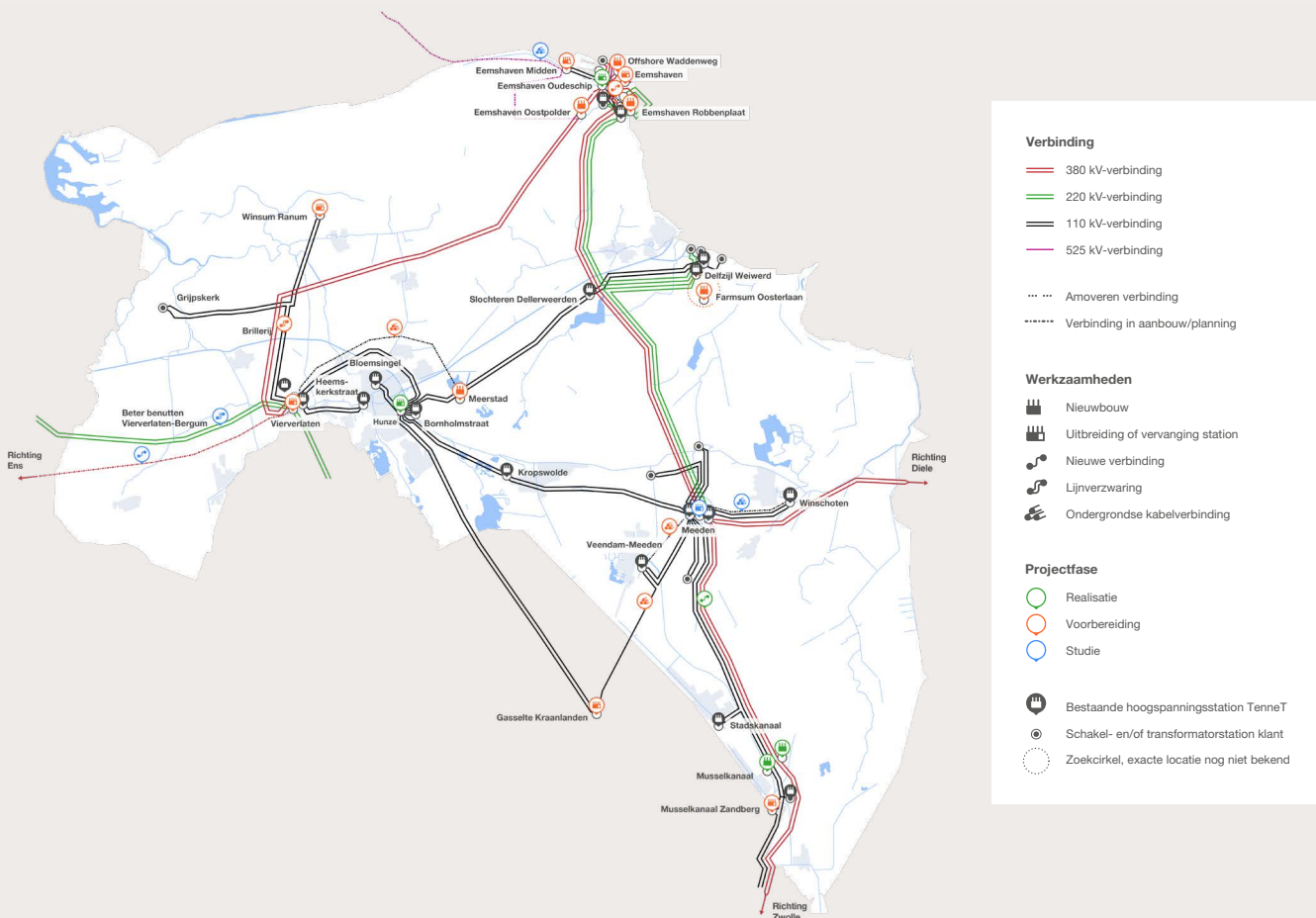
Totaal komt de benodigde vraag in Zeeland in dat geval op 2 GW basisvraag en 7,5 GW flexibele vraag, waarbij de additionele vraag ook nog eens haar verbruik afstemt op het wind op zee opwek-profiel. Naast de vraag of het mogelijk is om zo'n groot volume aan specifiek stuurbare flexibele vraag in Zeeland te realiseren, lijkt deze maatregel slecht realiseerbaar omdat er in beide gevallen geen vrije 380 kV-velden beschikbaar zijn op BSL of NDLS om een dergelijke hoeveelheid vraag op aan te sluiten. De 380 kV-stations Borssele en Nieuwdorp-Liechtensteinweg zijn niet meer uit te breiden.

Verder zijn de genoemde maatregelen bij sectie 6.2.2 ook van toepassing op de locatie Terneuzen.

6.2.4 Eemshaven

Netmodel

Het nieuwe station Eemshaven Oostpolderweg zal ingelust worden tussen de stations Eemshaven Oudeschip en Vierverlaten. Vanaf Vierverlaten is zowel een koppeling met de 220 kV-ring als ook een verbinding richting station Ens aanwezig, vanuit Eemshaven Oudeschip is de rest van het gebied verbonden als ook interconnectie met zowel Denemarken als Noorwegen.



Figuur 7 Netkaart van het 380 kV-netwerk in Groningen. Rode lijnen zijn 380 kV-circuits. Eemshaven Oostpolderweg 380 zal verbonden worden aan Eemshaven Oudeschip en Vierverlaten.

Wegens ruimtegebrek worden in veel grafieken de TenneT-afkortingen van hoogspanningsstations gebruikt; deze worden verklaard in Tabel 11.

Volledige naam	Afkorting	Status
Eemshaven Oostpolderweg	EHO	Gepland (studiefase)
Eemshaven Oudeschip	EOS	Bestaand
Eemshaven	EEM	Bestaand
Meeden	MEE	Bestaand
Vierverlaten	VVL	Bestaand
Zeyerveen	ZYV	Bestaand
Veenoord Boerdijk	VOB	Gepland (studiefase)
Zwolle	ZL	Bestaand
Ens	ENS	Bestaand
Lelystad	LLS	Bestaand
Diemen	DIM	Bestaand

Tabel 11: Afkortingen van de 380 kV-stationsnamen in Noord-Oost Nederland

Knelpunten

Het gebied kent veel elektriciteitscentrales, als ook een hoge mate van afname in de vorm van industrie als ook veel (flexibele) vraag. Hierbij is een grote groei van (flexibele) vraag verondersteld in de scenario aannames voor deze regio.

Binnen het 2040KM scenario wordt deze productie vooral getransporteerd richting het Noordzeekanaal-gebied, waar het tot enkele overschrijdingen leidt op de circuits richting Diemen. Deze zijn echter minimaal en worden vooralsnog als beheersbaar gezien door middel van operationele maatregelen. Ook in het directe gebied zijn geen overschrijdingen aanwezig.

Inpasbaarheid kerncentrales

Het aansluiten van een kerncentrale op EHO leidt niet tot additionele overschrijdingen in het directe gebied, ook de overschrijdingen richting het Noordzeekanaal-gebied nemen niet significant toe en blijven beheersbaar door middel van operationele maatregelen.

De productie van de kerncentrale wordt in de netberekeningen echter niet gebruikt om de vraag in het havengebied van Rotterdam te voorzien, deze hoge vraag wordt hoofdzakelijk nog steeds met

productie in Zeeland of import uit België ingevuld. Hoewel de knelpunten in Zeeland en Noord-Brabant significant afnemen in geval van de kerncentrale in Eemshaven in vergelijking met in Borssele, blijft de noodzaak van additionele maatregelen in dit gebied noodzakelijk.

6.3 Maximale productie per station

Naast de inzichten uit de marktanalyses en netberekeningen is het ook van belang om te kijken naar de maximale productie dat aangesloten kan worden op één station. Dit kan namelijk impact hebben op het kunnen aansluiten van kerncentrales op een 380 kV station.

Het bepalen van de maximale hoeveelheid aan te sluiten productievermogen op een station is niet altijd strikt eenduidig vast te stellen. Hierbij spelen meerdere relevante parameters een rol, zoals

- De operationele gelijktijdigheid van de aangesloten productie-eenheden.
- Het type productie: conventioneel of offshore wind.
- De gecontracteerde Frequency Containment Reserve (FCR)¹⁴ (nu 3 GW) en Frequency Restoration Reserve (FRR)¹⁵ (nu ca. 1400 MW) om een onbalans, in dit geval ten gevolge van

¹⁴ Voor meer informatie zie TenneT: [Ondersteunende diensten \(Nederland\)](#)

¹⁵ Zie FCR link

verlies van productie door een railuitval, op te vangen en te herstellen.

- Het ontwerp van het station (3-rail of 3/2-schakelaar).
- Daarnaast is het van belang hoeveel productievermogen op hetzelfde station (rail) verbruikt wordt.

Voor een standaard 380kV-station (3-rail) opgenomen in een ringstructuur geldt als eerste belangrijke richtlijn de afvoercapaciteit onder N-2 conditie: Gegeven lokaal verbruik, leidt dit tot een maximaal aan te sluiten hoeveelheid productievermogen op een station van circa 5 tot 5,5 GW. Voor de stations met wind op zee aansluitingen én de aansluitingen van grootschalige belasting is ca. 6 GW de bovengrens.

Vervolgens dient getoetst te worden of kan worden voldaan aan de vrijstellingen voor de enkelvoudige storingsreserve, zoals vermeld in de AMvB behorende bij de actuele Elektriciteitswet en de nieuwe Energiewet. Deze stellen dat uitval van een railsysteem (220 kV en hoger) mag leiden tot het onderbreken van het transport van maximaal 1.500 MW productievermogen (of 2.000 MW indien het wind op zee productievermogen betreft [energiewet]). Deze eis is eenduidig toepasbaar bij stations met een twee- of drierail-ontwerp. Indien een rail uitvalt waarop, naast een grote hoeveelheid productievermogen, ook een grote verbruiker is aangesloten, is het netto resultaat voor wat betreft het af te voeren vermogenoverschot via het 380kV-net kleiner. Dit zal dan minder impact hebben op de aanspraken op FCR en FRR reserves.

Bovenstaande beschouwing is slechts een eerste statische beschouwing. Verlies van een rail in een volledig operationeel station heeft ook effect op de dynamische stabiliteit. Hoe groot dat effect zal zijn is van diverse factoren afhankelijk en niet zomaar in een criterium te vangen.

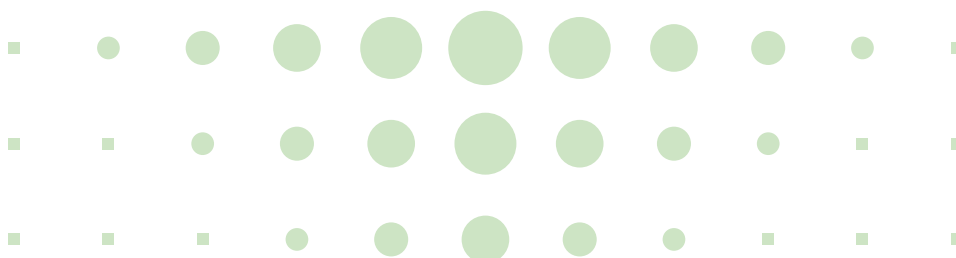
Hiervoor is het begrip system strength met onderstaande definitie:

System strength refers to the ability of a power system to maintain stable voltages in both steady- and dynamic-state and to avoid related instabilities and cascading. Symptoms of low system strength include reduced voltage stability limits and maximum power transfer, higher voltage sensitivity, as well as elevated susceptibility to converter-driven interactions, oscillations, desynchronization, and instabilities. Furthermore, the reduction of system strength may negatively affect power quality, protection reliability, and transient overvoltages.

Source: A. Boricic, Vulnerability Assessment of Modern Power Systems: Voltage Stability and System Strength Perspectives, PhD Thesis, April 2024

De mogelijke aansluiting van nieuwe kerncentrales in combinatie met geplande of toekomstige 2GW-projecten is geanalyseerd voor de nieuwe 380kV-stationlocaties Nieuwdorp-Liechtensteinweg (Sloegebied), Terneuzen en Eemshaven-Oostpolderweg.

Let op: onderstaande analyse betreft enkel beschouwingen op stationsniveau. Dat een configuratie mogelijk ontwerptechnisch past, betekent niet dat er dan ook automatisch voldoende transportcapaciteit is.

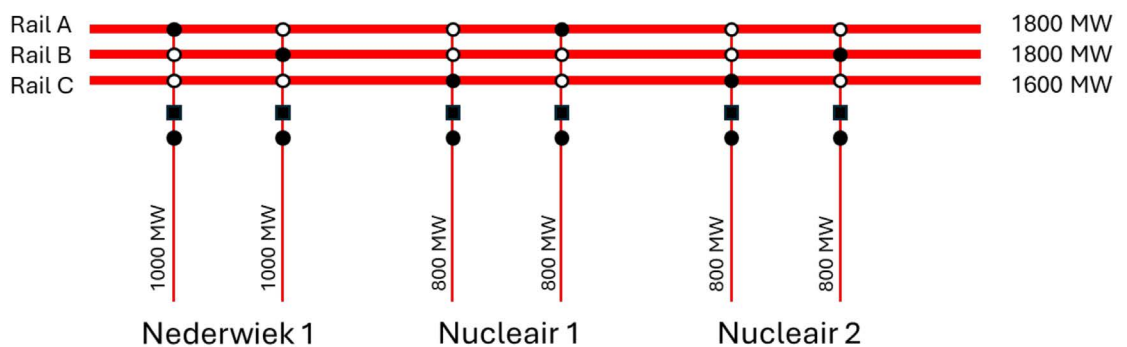


Locatie Nieuwdorp-Liechtensteinweg 380 kV (NDLS380)

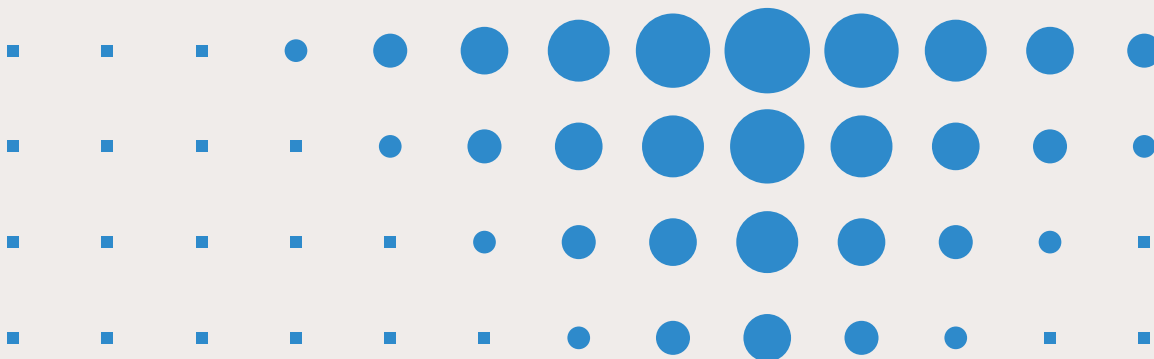
Station NDLS380 krijgt een drierail-layout, dus in beginsel kan er 1.500 MW productievermogen per rail in bedrijf zijn. Theoretisch kan er meer productievermogen aangesloten worden, maar zal dan niet gelijktijdig mogen produceren.

Op station NDLS380 wordt het Nederwiek 1 (2 GW) aangesloten met 2 velden. Voor het aansluiten van twee kerncentrales van elk 1.600 MW zijn naar verwachting 4 aansluitvelden nodig, dus maximaal 800 MW productievermogen per veld. De aansluitingen van iedere installatie zullen normaliter over twee rails verdeeld worden.

Een snelle analyse toont dat deze configuratie niet onder alle bedrijfsomstandigheden voldoet aan de toetsingscriteria zoals genoemd in de AMvB bij de Elektriciteitswet/Energiewet. In onderstaande schets is de configuratie schematisch weergegeven. Op rail A en rail B is beiden 1.800 MW productievermogen aangesloten, een mix van conventionele productie en offshore wind. Op rail C is 1.600 MW conventioneel productievermogen aangesloten. In beginsel voldoet deze configuratie dus niet aan de toetsingscriteria en zou, afhankelijk van de ingediende programma's, in de operatie redispatch ingezet moeten worden om hier wel aan te voldoen. Een andere overweging kan zijn om voor deze specifieke situatie dispensatie van de AMvB overeen te komen.



Figuur 11: Schematische weergave aansluitconfiguratie NW-1 en 3,2 GW nucleair NDLS380



Locatie Terneuzen (TNZ380)

Ook station Terneuzen krijgt een drierail-layout, waarvoor dezelfde analyse geldt als voor NDLS380. Indien er geen 2GW offshore windpark wordt aangesloten op TNZ380, kunnen de kerncentrales met de volgende configuraties aangesloten worden:

Vermogen per veld [MV]	Aantal velden	Vermogen per veld [MV]	Totaal vermogen 2 kerncentrales [MV]	Aantal velden	Vermogen per veld [MV]	Maximaal productie-vermogen aangesloten per rail [MV]	Toetsingscriteria
			3.200	4	800	1600/800/800	Overschijding van de 1.500MV-eis m.b.t. niet-offshore productie. Dispensatie bespreken.
2.000	2	1.000	3.200	4	800	1600/1800/1800	Niet toelaatbaar. Overschrijding 1.500MW-eis m.b.t. niet-offshore productie en overschrijding combinatie offshore en niet-offshore vermogen*

* Het nieuwe Energiebesluit (vanaf 2026) stelt dat bij uitval van een rail de onderbreking van het transport t.b.v. vermogen tot 1.500 MW toelaatbaar is en tot 2.000 MW indien het offshore windvermogen betreft. Er is geen expliciet criterium voor de combinatie waarbij het transport t.b.v. productie onderbroken wordt dat is samengesteld uit offshore windproductie én conventioneel productievermogen. Vooralsnog totaal van 1.500 MW aangehouden gezien de hogere operationele beschikbaarheid van de conventionele productie vergeleken met offshore productie.

Tabel 12: Aansluitconfiguraties TNZ380

Locatie Eemshaven-Oostpolderweg 380 kV (EHO380)

Dit station krijgt een 4/3-schakelaar-layout en is daarmee geschikt om een grote hoeveelheid productievermogen te kunnen faciliteren. De toetsingscriteria zijn op deze locatie niet één-op-één toepasbaar, omdat uitval van een rail niet leidt tot onderbreking van transport van elektriciteit ten behoeve van productie.

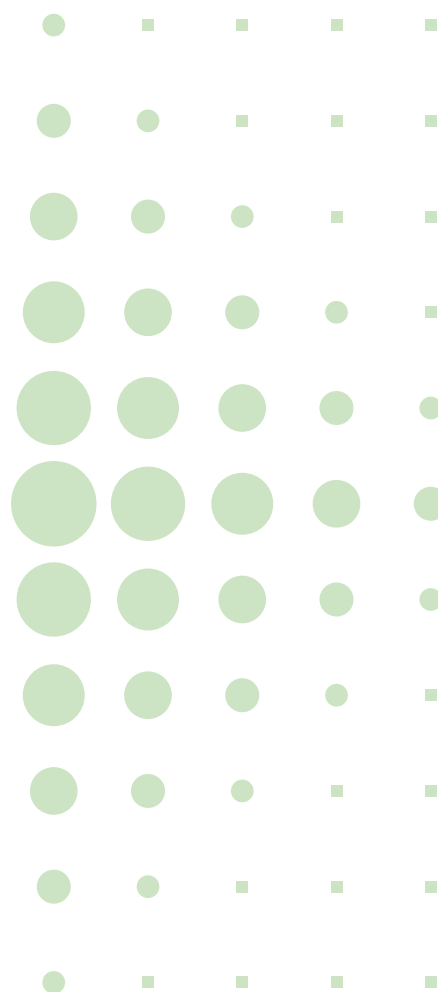


Figuur 9: Vereenvoudigde schematische weergave opbouw station EHO380

Station EHO heeft in het ontwerp 8 aansluitvelden voor productie. In onderstaand overzicht worden de gevraagde scenario's verder uitgewerkt:

Aantal velden DDW-2	Aantal velden VAWOZ	Vermogen kern-centrales [MW]	Aantal velden kern-centrales	Vermogen per veld [MW]	Opmerking	Totaal aantal velden velden voor productie	Past binnen stations-ontwerp
2	-	3.200	2	1.600	Niet toelaatbaar, stroom per tak wordt te groot.	n.v.t.	×
2	-	3.200	4	800	-	6	✓
2	2	3.200	2	1.600	Niet toelaatbaar, stroom per tak wordt te groot.	n.v.t.	×
2	2	3.200	4	800	-	8	✓

Tabel 13: Aansluitconfiguraties EHO380



7. Conclusie

- De inpasbaarheid van kerncentrale(s) is sterk afhankelijk van de (regionale) ontwikkeling van elektrische vraag en aanbod, waarbij het grote toekomstige aanbod van wind- en zonne-energie en inzet van kerncentrales een belangrijke rol spelen.
- 3,2 GW aan nieuwe kerncentrales is inpasbaar in Eemshaven. Dit leidt niet tot knelpunten. Wel is er een sterke toename van de elektriciteitsvraag nodig (in lijn met het KM2040 scenario).
- 1,6 GW aan nieuwe kerncentrales is inpasbaar in Zeeland, zowel een aansluiting op station Terneuzen als station Nieuwdorp-Liechtensteinweg (Sloegebied). Hiervoor zijn wel operationele maatregelen nodig die TenneT kan treffen (redispatch). Dit beeld is wel onder gunstige aannames: een zeer sterke ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit volgens scenario KM2040, en geen nieuwe aansluitingen voor wind op zee in Zeeland aanvullend op de bestaande plannen uit het Ontwikkelkader windenergie op zee van het ministerie van EZK.
- 3,2 GW aan nieuwe kerncentrales is niet inpasbaar in Zeeland, onder de aannames van deze studie, waaronder een sterke toename van de elektriciteitsvraag. Door TenneT verkende maatregelen die in beeld komen in zo'n situatie ziet TenneT niet als voldoende kansrijk om 3,2 GW wel inpasbaar te maken. In Zeeland leidt de inpassing van 3,2 GW met name tot knelpunten op verbindingen in Zeeland en op verbindingen richting de Randstad.
- 3,2 GW aan nieuwe kerncentrales is inpasbaar op de Maasvlakte als er maatregelen worden genomen. Een sterke toename van de elektriciteitsvraag zoals aangenomen in de studie is noodzakelijk. De inpassing van kerncentrales gaat niet samen met een additionele wind op zee aansluiting van 2 GW op Europoort. In Maasvlakte nemen de knelpunten gerelateerd aan lokale productie toe op de verbindingen richting Wateringen en richting Simonshaven door het inpassen van meer productievermogen van kernenergie op de Maasvlakte. Kerncentrales op de Maasvlakte hebben tegelijkertijd als voordeel dat ze ervoor zorgen dat andere knelpunten richting het Havengebied van Rotterdam sterk afnemen, met name tijdens windluwe periodes. De maatregelen die nodig zijn om kerncentrales van 3,2 GW mogelijk te maken op de Maasvlakte, zijn stevig. Een lager vermogen vergroot de kans van slagen op deze locatie.

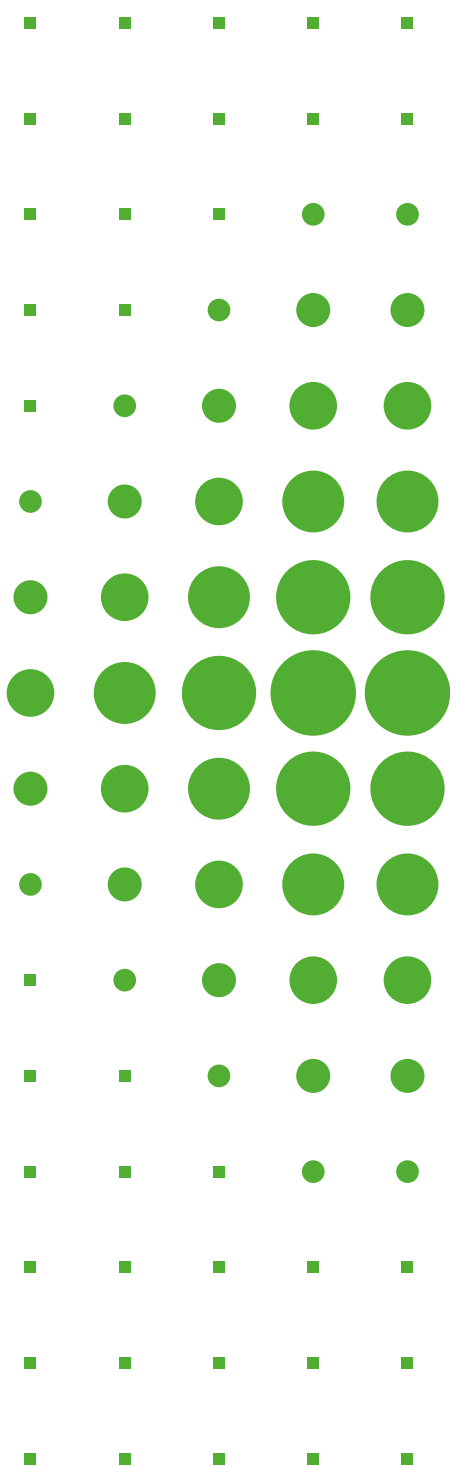
De knelpunten die in deze studie naar voren komen kunnen in sommige gevallen opgelost worden en in andere gevallen niet. De maatregelen die daarbij in beeld komen variëren van operationele maatregelen zoals redispatch tot meer ingrijpende maatregelen zoals uitbreiding van het net. Uit de studie komen geen kosten bij de verschillende maatregelen naar voren. Daarvoor is een nadere verkenning nodig. Bandbreedtes zijn wel in beeld. Voor operationele maatregelen zoals redispatch, moet gedacht worden aan tientallen of soms honderden miljoenen euro's per jaar op

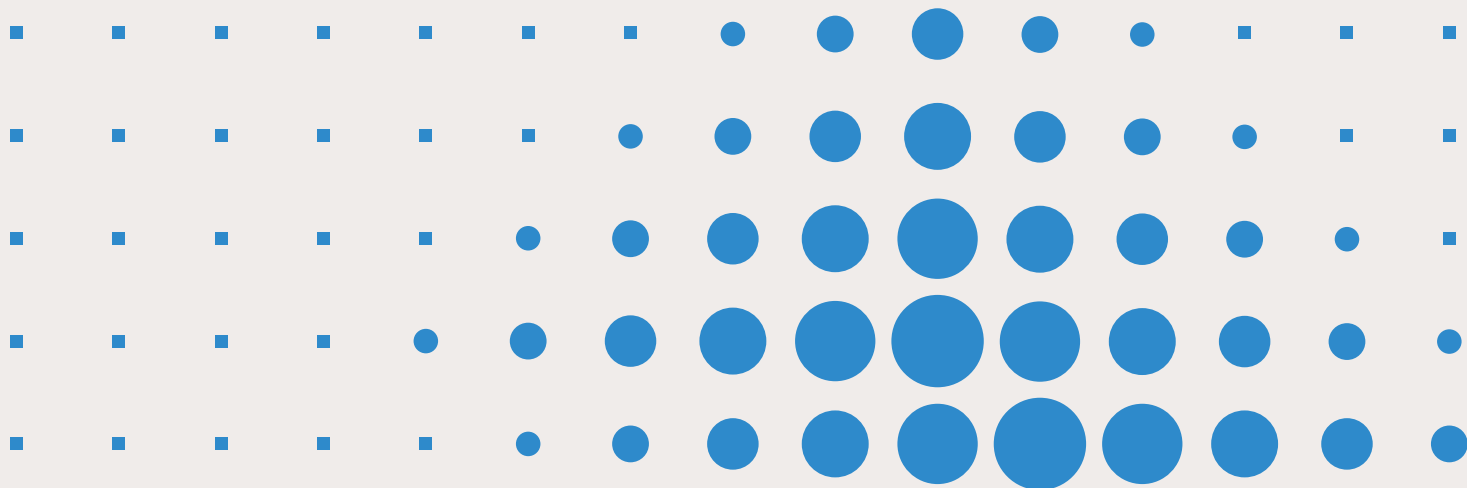
een bepaalde verbinding. Wanneer een nieuw station moet worden gebouwd, eventueel in combinatie met een aanpassing van het bijbehorende 150 kV net, dan kan gedacht worden aan bedragen tussen de 800 miljoen en meer dan 1 miljard euro.

Het is daarom goed om te beseffen dat de kosten flink op kunnen lopen wanneer er een locatie gekozen wordt waar maatregelen nodig zijn.

De inpassing van kerncentrales is wederzijds afhankelijk van de inpassing van (nieuwe) aan-landingen van wind op zee. TenneT heeft in een separate notitie de beelden van beide inpassingen bij elkaar gebracht om zo te laten welke zoek-gebieden kansrijk zijn voor inpassing van beide ambities. Deze notitie is hier te vinden ([PM link](#)).

Als de vraag in 2040 minder is dan voorzien in het KM2040 scenario en/of in de benodigde extra vraag voor een aantal van de genoemde varian-ten, dan worden de conclusies uit deze studie onzekerder en dit kan leiden tot hoge curtailment van productie (van bijvoorbeeld kerncentrales). Een grote toename van de vraag is een voorwaar-de om kerncentrales mogelijk te maken op bijna alle locaties. Het is niet te zeggen of een locatie definitief niet kan als de vraag achterblijft, maar inpassing wordt in ieder geval een stuk complexer en onzekerder. Het verkennen van kleinere vermo-gens voor kerncentrales, kan dit risico significant verkleinen.





TenneT TSO B.V.

Utrechtseweg 310, Arnhem
tennet.eu

